

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL

LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC ET DANS L'EST DU CANADA :
TESTS DE SCÉNARIOS

MÉMOIRE
PRÉSENTÉ
COMME EXIGENCE PARTIELLE
DE LA MAÎTRISE EN ÉCONOMIQUE

PAR
JONATHAN MICHAUD

FÉVRIER 2011

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL
Service des bibliothèques

Avertissement

La diffusion de ce mémoire se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire *Autorisation de reproduire et de diffuser un travail de recherche de cycles supérieurs* (SDU-522 – Rév.01-2006). Cette autorisation stipule que «conformément à l'article 11 du Règlement no 8 des études de cycles supérieurs, [l'auteur] concède à l'Université du Québec à Montréal une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de [son] travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, [l'auteur] autorise l'Université du Québec à Montréal à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de [son] travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris l'Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de [la] part [de l'auteur] à [ses] droits moraux ni à [ses] droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, [l'auteur] conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont [il] possède un exemplaire.»

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier particulièrement mes directeurs, Nicolas Marceau et Pierre Fortin pour leur patience et l'intérêt qu'ils ont démontré tout au long du processus de recherche et de rédaction et ce, malgré leurs horaires très chargés. Je tiens aussi à remercier ma conjointe Barbra qui est toujours là pour moi.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES FIGURES	v
LISTE DES TABLEAUX	vi
LISTE DES ABRÉVIATION ET ARONYMES	viii
RÉSUMÉ.....	ix
 INTRODUCTION À LA PROBLÉMATIQUE	 1
Contexte économique actuel	3
 CHAPITRE I : L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ	 7
1.1 Intégration régionale et impact des réformes législatives en Amérique du Nord.....	9
1.2 L'industrie de l'électricité au Canada	17
1.3 L'industrie de l'électricité au Québec	19
1.4 L'industrie de l'électricité au Nouveau-Brunswick.....	24
1.5 L'industrie de l'électricité sur l'Île-du-Prince-Édouard:	29
1.6 L'industrie de l'électricité en Nouvelle-Écosse.....	30
1.7 L'industrie de l'électricité à Terre-Neuve et au Labrador	32
 CHAPITRE II : ANALYSE INDUSTRIELLE D'UNE VENTE POTENTIELLE DE CERTAINS ACTIFS D'ÉNERGIE NB : L'EXEMPLE DE LA TRANSACTION PROPOSÉE ENTRE HQ ET ENB	 34
2.1 La transaction proposée.....	35
2.2.1 Retombées économiques pour le Nouveau-Brunswick	37
2.2.2 Retombées économiques pour le Québec.....	39
2.3 Étendue des marchés et des facteurs qui affectent les opérations d'HQ.....	40
2.3.1 Analyse de concurrence dans les cas de fusionnement au sein de l'industrie de production d'électricité : l'expérience des États-Unis.....	40
2.3.2 Analyse théorique du pouvoir de marché	42
2.4 Analyse de concurrence.....	44
2.4.1 Marché géographique	45
2.4.2 Étendue de la compétition après la transaction.....	47
2.5 Impact de la transaction sur les marchés de l'ÎPE, de la Nouvelle-Écosse, de la Nouvelle- Angleterre et de New York	50
2.6 Impact de la transaction sur l'accès au réseau de transmission pour des fins d'exportation	55

CHAPITRE III: PRÉSENTATION DU MODÈLE, DES RÉSULTATS ET DES DONNÉES	61
3.1 Le modèle de demande d'énergie; revue de la littérature	62
3.2.1 Description générale du modèle de demande d'énergie	64
3.2.2 Description détaillée du modèle par type de consommateur	66
.1 Spécification du modèle pour le secteur résidentiel	66
.2 Spécification du modèle pour le secteur institutionnel et commercial	69
.3 Spécification du modèle pour le secteur industriel.....	70
3.3 Présentation des données et des résultats	72
3.3.1 Données utilisées pour le secteur résidentiel.....	73
3.3.2 Données utilisées pour le secteur institutionnel et commercial	76
3.4 Résultats Économétrique	78
3.5 Élasticité.....	80
 CHAPITRE IV : TESTS DE SCÉNARIOS	84
Scénario 1	84
Scénario 2.....	92
Scénario 3.....	96
 CONCLUSION	102
 ANNEXE 1	106
 ANNEXE 2	109
 BIBLIOGRAPHIE	111

LISTE DES FIGURES

Figure I: Grands consommateurs d'électricité dans le monde	1
Figure II : Système de transport de l'Amérique du Nord	7
Figure III: Interconnexions en Amérique du Nord	8
Figure IV: Production d'électricité par source (2008)	18
Figure V: Empreinte de l'ERNB (NBSO)	28
Figure VI: Transmission potentiel à partir du Bas Churchill	57
Figure VII: Demande d'électricité secteur résidentiel et commercial (Québec)	88
Figure VIII: Demande totale d'électricité au Québec	95
Figure IX: Demande d'électricité au Québec et au Nouveau-Brunswick	99

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Autorisation d'exportation pour Hydro-Québec	13
Tableau 2: Capacité de production totale d'HQ (incluant les contrats de long et court terme)	20
Tableau 3: Interconnexion d'HQ avec les autres réseaux	21
Tableau 4: Capacité de production totale d'Énergie NB	25
Tableau 5: Interconnexions d'Énergie NB avec les autres réseaux	26
Tableau 6: Capacité de production totale de NLH	32
Tableau 7: Capacité de production maximale de HQ après la fusion	48
Tableau 8: Droits de Transmission au Nouveau-Brunswick	49
Tableau 9: Modèle de demande total d'énergie; Résidentiel	78
Tableau 10: Modèle des parts de marché; Résidentiel	78
Tableau 11: Modèle de demande total d'énergie; Institutionnel et commercial	79
Tableau 12: Modèle des parts de marché; Institutionnel et commercial	79
Tableau 13 : Élasticité-prix du secteur résidentiel	81
Tableau 14 : Élasticité-prix propre pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial	83
Tableau 15: Augmentation des tarifs d'électricité à très court terme	86
Tableau 16: Réaction de la demande domestique suite à une augmentation qui porterait les tarifs du Québec à la moyenne canadienne excluant le Québec	87

Tableau 17: Réaction de la demande domestique pour le secteur industriel suite à l'augmentation des tarifs.	90
Tableau 18: Réaction de la demande à une augmentation des tarifs d'électricité tel que décrit dans le budget provincial de 2010	94
Tableau 19: Réaction de la demande suite à l'augmentation des tarifs au Québec et à une diminution des tarifs au Nouveau-Brunswick	98
Tableau 20 : Modèle de parts de marché secteur résidentiel	106
Tableau 21 : Modèle de parts de marché secteur institutionnel et commercial	106
Tableau 22 : Tests d'autocorrélation : demande totale d'énergie pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial.	107
Tableau 23 : Tests d'hétéroscédasticité : demande totale d'énergie pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial.	107
Tableau 24: Élasticité prix pour la demande d'énergie du secteur Industriel	108
Tableau 25: Prévision de la demande d'énergie pour le Québec par type de consommateur	109
Tableau 26: Prévision de la demande d'énergie pour le Nouveau-Brunswick par type de consommateur	110
Tableau 27: Prix de l'électricité dans les provinces de l'est du Canada et dans le nord-est Américain	110

LISTE DES ABRÉVIATION ET ARONYMES

CESPNB	Commission de l'Énergie et des Services Publics du Nouveau-Brunswick (en anglais (NBEUB) New Brunswick Energy and Utility Board)
DISCO	NB Power Distribution and Customer Service
ERNB	Exploitant de Réseau du Nouveau-Brunswick (en anglais (NBSO) New Brunswick System Operator)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FTC	Federal Trade Commission
GENCO	NB Power Generation
HQ	Hydro-Québec
HQEM	Hydro-Quebec Energy Marketing
HQES	Hydro-Quebec Energy Services
ISO NE	Independent System Operator of New England
NERC	National Energy Regulatory Commission
NLH	Newfoundland and Labrador Hydro
NPCC	North Eastern Power Coordination Council
NSPSO	Nova Scotia System Operator
NUCLEARCO	NB Power Nuclear
NYISO	New York Independent System Operator
OASIS	Open Access Same-Time Information System
OATT	Open Access Transmission Tariffs
ONE	Office National de l'Énergie (en anglais (NEB) National Energy Board)
ROT	Regional Trading Organisation
TRANSCO	NB Power Transmission
USDOJ	United-States Department of Justice

RÉSUMÉ

Depuis le milieu des années 90, l'industrie de l'électricité dans l'est du Canada connaît plusieurs bouleversements. Dans les différentes provinces canadiennes, les producteurs, les transporteurs et les distributeurs ont dû s'adapter et procéder à d'importantes restructurations afin de se conformer aux nouvelles règles du jeu établies par la Federal Energy Regulatory Commission. Ces restructurations étaient essentielles dans la mesure où l'industrie canadienne voulait conserver l'accès au marché américain, qui est beaucoup plus lucratif que la majorité des marchés domestiques. Pour Hydro-Québec, l'accès aux marchés d'exportation est primordial puisqu'il permet à la société d'État et au gouvernement du Québec d'enranger des revenus considérables. Parallèlement, la province est confrontée à un grave problème de surconsommation d'électricité qui a des effets néfastes sur l'économie de la province. Il est donc impératif d'étudier ces phénomènes et de trouver des solutions afin de diminuer la consommation domestique et, du même coup, d'augmenter les quantités disponibles pour l'exportation.

L'objectif premier de ce travail de recherche est d'estimer les demandes d'électricité pour le Québec, de dégager des mesures d'élasticité-prix propre et croisé et d'effectuer différents types de scénarios. Quant à eux, les scénarios mis de l'avant dans le dernier chapitre de ce mémoire ont pour objectif de déterminer dans quelle mesure l'augmentation des tarifs pourrait modifier le comportement des consommateurs, et les inciter à diminuer leur consommation d'électricité pour qu'Hydro-Québec bénéficie des économies d'énergie et augmente ses revenus en développant ses transactions sur les marchés connexes.

Suite à l'analyse de l'organisation industrielle, de la dynamique de la concurrence et des tests de scénarios, il est possible de conclure que le Québec, en plus de mettre en place des politiques publiques plus agressives quant aux tarifs d'électricité, devrait se doter d'une politique énergétique adéquate pour que la société d'État puisse étendre et sécuriser son marché géographique, et ainsi, exporter les surplus d'électricité pour améliorer sa rentabilité tout en contribuant à l'amélioration de l'environnement nord-américain.

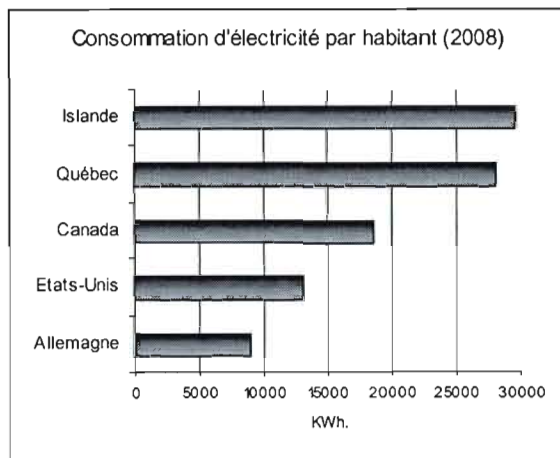
INTRODUCTION À LA PROBLÉMATIQUE

Au Québec, comme dans tous les pays industrialisés, on accorde une attention soutenue aux questions relatives à la production d'énergie, surtout depuis l'avènement de la crise pétrolière des années 70. Les Québécois ont développé au fil des ans une expertise sans cesse grandissante à l'égard de la production hydroélectrique. Ce faisant, ils ont pris pour acquis que cette source d'énergie est peu coûteuse à produire et devrait demeurer plus qu'abordable pour les consommateurs. Cependant, il semblerait que depuis une dizaine d'années, plusieurs universitaires et intellectuels ont pris conscience du problème de surconsommation d'électricité au Québec qui découle de prime abord des tarifs beaucoup trop faibles associés à cette source d'énergie. En effet, les Québécois font partie des plus grands consommateurs

d'électricité par habitant au monde.

Pour l'année 2008, le Québec était classé au deuxième rang, juste après l'Islande. Le climat au-dessus du 45^{ème} parallèle y est probablement pour quelque chose.¹ Un autre raison de cette surconsommation est les bas tarifs auxquels font face les Québécois.² La littérature est abondante sur le sujet et les recommandations suggérées par les auteurs diffèrent grandement. Par exemple, il y a peu de temps, le

Figure I: Grands consommateurs d'électricité dans le monde



Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec; *Annuaire des statistiques de l'énergie*, Nations Unies, 2009

¹ La consommation annuelle moyenne au Canada est pourtant près de 33% moins élevée que la consommation annuelle moyenne au Québec, soit 27,233 kWh pour le Québec et 18,408 kWh pour le Canada. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune.

² Hydro-Québec, *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaine*, 2007.

gouvernement Charest a mis sur pied un groupe de recherche qui devait étudier la tarification des services publics au Québec.³ Dans ce rapport, produit par Monmarquette *et al.*, les auteurs font mention des tarifs d'électricité qui, selon eux, ne représentent pas les vrais coûts de production à la marge envoyant ainsi un mauvais signal de prix aux consommateurs et, les incitant à surconsommer. De plus, dans l'un de ses plus récents ouvrages⁴, Professeur Jean-Thomas Bernard mentionne que l'un des moyens pour diminuer ou freiner l'évolution de la demande d'électricité au Québec est d'augmenter les tarifs, puisque c'est un facteur qui sous-tend « *la décision des usagers d'utiliser plus ou moins d'énergie et d'opter pour une source plutôt qu'une autre* ». ⁵

De fait, la substitution entre différents types d'énergie est un sujet de plus en plus important qui est étroitement lié au problème de surconsommation des Québécois. Il y a déjà quelques années, le gouvernement du Québec avait proposé un projet de centrale thermique (projet Suroît) qui aurait pu, à très court terme, générer des quantités importantes d'électricité pour le réseau d'Hydro-Québec. L'objectif derrière cette proposition était d'assurer l'alimentation en électricité aux consommateurs québécois et de dégager des surplus pour l'exportation le temps que les grands projets hydroélectriques⁶ soient complétés. Un autre exemple est le projet de terminal de gaz naturel liquéfié près de la ville de Québec (projet Rabaska), qui permettrait aux

³ MONMARQUETTE, Facal & Lachapelle, Groupe de Travail sur la Tarification de Services Publiques; *Mieux tarifier pour mieux vivre ensemble*, 21 avril, 2008

⁴ BERNARD *et al.*, *Le marché québécois de l'électricité à la croisée des chemins*, mémoire présentés à la Commission de l'économie et du travail sur les enjeux énergétiques au Québec GREEN, 2005

⁵ Ibid.

⁶ En Janvier 2007, le Premier Ministre du Québec, Jean Charest, a annoncé la construction du plus gros projet hydroélectrique que la province a connue depuis des années. Le projet qui, selon les prévisions des ingénieurs devrait être complété d'ici 5 à 6 ans, nécessite des investissements de 5 milliards qui seront répartis sur 2 centrales hydroélectrique sur la rivière Rupert à la Baie James.

Québécois d'avoir accès à une source d'énergie efficace et abordable en substitution à l'électricité pour le chauffage par exemple.⁷

La demande croissante pour l'électricité renouvelable oblige le gouvernement provincial et Hydro-Québec à mettre sur pied différents types de projets d'investissement visant à accroître la capacité de production électrique à partir de ces ressources. Dernièrement, le Premier Ministre Charest et le Président d'Hydro-Québec, Thierry Vandal, sont arrivés avec de nouveaux projets de production d'énergie éolienne.⁸ La société d'État prévoit investir des sommes considérables afin de développer cette source de production électrique au cours des prochaines années (2011-2015). De fait, le message qu'envoient Hydro-Québec et le gouvernement est clair; en plus des grands projets hydroélectriques, il est essentiel pour le Québec de se doter de plus de capacité de production pour: (i) s'assurer que la demande domestique soit comblée et, (ii) permettre d'exporter les surplus sur les marchés extérieurs qui sont beaucoup plus lucratifs pour la société d'État ce qui permettrait, du même coup, de générer des revenus supplémentaire pour le gouvernement du Québec.

Contexte économique actuel

Depuis le début de la crise économique qui a secoué l'ensemble des pays industrialisés, la demande d'énergie au Canada de même qu'aux États-Unis a diminué de façon considérable. L'impact du ralentissement de la production industrielle sur la demande d'énergie est d'autant plus marquant si l'on regarde uniquement la variation

⁷ Il est à noter que le gaz naturel est la seconde source d'énergie (après l'hydroélectricité) qui fournit le meilleur rapport coût/joule d'énergie. i.e. Thomson Henry, « The Applied Theory of Energy Substitution in production », *Energy Economic*, 2005.

⁸ Hydro-Québec a annoncé des investissements de 5,5 milliard de dollars dont 1,1 milliard en transport uniquement. Grosso modo, HQ a accepté 15 projets de parcs éoliens de 8 promoteurs différents répartis dans plusieurs régions du Québec. HQ Distribution achètera par la suite l'énergie éolienne au coût de 10,5¢ le Kilowattheure.

de la demande d'électricité au courant des trois dernières années. Aux États-Unis, la diminution de la demande d'énergie a eu un impact notable sur les prix de l'électricité puisque le prix du gaz naturel est étroitement corrélé avec le prix de l'électricité. En effet, le gaz naturel est un intrant très important dans la production d'électricité et un substitut important à l'électricité pour le chauffage des maisons et des commerces. Les prix du gaz naturel auxquels sont confrontés les consommateurs américains ont diminué de façon considérable au courant des deux dernières années et ne sont pas près d'atteindre les sommets de 2002.⁹ De fait, le prix de détail du gaz naturel exercera une pression à la baisse sur les prix de l'électricité aux États-Unis tant et aussi longtemps que l'économie américaine ne retournera pas sur le sentier de la croissance.

Malgré ce contexte économique difficile pour l'industrie de l'électricité, bon nombre d'entreprises ont su tirer leur épingle du jeu et en ont profité pour étendre leurs activités. C'est le cas notamment d'Hydro-Québec qui, le 29 octobre 2009, annonçait avoir signé avec sa contrepartie néo-brunswickoise une entente de consentement selon laquelle Hydro-Québec allait se porter acquéreuse de la vaste majorité des actifs d'Énergie Nouveau-Brunswick. Bien que cette transaction eût pu engendrer des retombées économiques très importantes pour les Néo-Brunswickois¹⁰, l'opposition populaire à cette entente était excessivement forte. En effet, les partis d'oppositions de même que les groupes de pression ont été en mesure de faire reculer le gouvernement libéral de Shawn Graham. Au mois de janvier 2010, les gouvernements des deux provinces ont annoncé une série de modifications très importantes à l'entente. Malgré ces modifications, cette transaction était sans précédent et pouvait représenter un point tournant pour l'industrie de la production,

⁹ Le prix du gaz naturel s'est stabilisé au courant des dernières années principalement à cause des nouveaux développements technologiques au niveau du stockage et du transport du gaz naturel liquifié.

¹⁰ Advisory Panel on the Proposed New-Brunswick – Québec Electricity Transaction, February 1, 2010

du transport et de la distribution d'électricité dans l'est du pays. Bien qu'Hydro-Québec ait annoncé, le 24 mars 2010, qu'elle retirait son offre d'achat, il est important de comprendre quels auraient été les impacts d'une telle transaction sur les marchés de l'est du Canada, car les problèmes en matière d'approvisionnement énergétique et en matière de finances publiques auxquels est confronté gouvernement du Nouveau-Brunswick sont toujours présent et le gouvernement provincial devra tôt ou tard y faire face. De fait, il n'est pas impossible de voir, au courant des prochains mois, la vente de certains actifs d'Énergie Nouveau-Brunswick refaire la manchette de l'actualité.

Il y a deux objectifs fondamentaux à ce mémoire de recherche. Dans un premier temps, ce mémoire tente d'analyser, de façon purement qualitative, l'impact potentiel d'une transaction impliquant certains actifs d'Énergie Nouveau-Brunswick sur l'industrie de l'électricité dans l'est du Canada. Cette analyse industrielle est essentielle puisqu'elle permettra de déterminer dans quelle mesure Hydro-Québec aurait pu exercer un pouvoir de marché et, ainsi, influencer les prix à la hausse pour une période de temps prolongée sur les marchés du nord-est de l'Amérique. Ensuite, différents scénarios impliquant des variations de tarifs seront testés afin d'analyser leur impact sur la consommation d'électricité du Québec (et du Nouveau-Brunswick) et sur les revenus d'Hydro-Québec. On tentera enfin de déterminer qu'elles seraient les retombées économiques associées à l'expansion du marché géographique pour la société d'État.

Le premier chapitre donne une vue d'ensemble de l'industrie de l'électricité en Amérique du Nord. Il traite plus en profondeur des récents changements législatifs qui ont modifié et influencé la structure de l'organisation industrielle. Nous mettrons en lumière les différentes lois et les différents règlements qui ont un impact direct sur l'industrie dans l'est du Canada. Par la suite, le chapitre dresse le portrait de l'organisation industrielle particulière au Québec, au Nouveau-Brunswick, en

Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard et à Terre-Neuve. Le deuxième chapitre traite de l'intégration des marchés dans l'est du Canada en s'appuyant sur l'exemple de la transaction proposée entre les deux gouvernements provinciaux du Québec et du Nouveau-Brunswick. Ce chapitre contient, de plus, un bref survol de la littérature en matière d'analyse de la concurrence dans l'industrie de l'électricité. Les deux premiers chapitres de cet ouvrage permettent de déterminer l'étendue du pouvoir de marché qu'Hydro-Québec aurait obtenu suite à l'acquisition des actifs de production d'Énergie Nouveau-Brunswick. Le chapitre trois, quant à lui, traite du modèle théorique proposé pour l'estimation des demandes d'énergie au Québec et présente les mesures d'élasticité utilisées au chapitre suivant. Finalement, le chapitre quatre teste trois types de scénarios. Les deux premiers scénarios se concentrent uniquement sur le Québec alors que le dernier scénario étend le marché géographique pertinent jusqu'aux Provinces maritimes.

CHAPITRE I

L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ

Il y a trois éléments fondamentaux à l'offre d'électricité : la production, la transmission et la distribution. La transmission et la distribution sont généralement considérées comme des monopoles naturels alors que la production ne l'est pas nécessairement. Le Canada et les États-Unis ont des structures réglementaires semblables pour la transmission et la distribution. Cependant, la structure industrielle dans laquelle évolue la production dans les deux pays diffère grandement. Au Canada, la majorité des provinces ont mis sur pied des sociétés d'État pour la production électrique alors que le gouvernement fédéral américain a décidé de laisser place à la concurrence dans ce secteur. Une autre différence fondamentale dans le

Figure II : Système de transport de l'Amérique du Nord



FERC, US Canada Power System Outage Task Force, *Final Report on the Implementation of the Task Force Recommendation*, Natural Resources Canada & US Department of Energy

processus d'offre entre deux pays repose sur la vente en gros et au détail, puisque les prix sont réglementés au Canada alors qu'aux États-Unis, c'est la dynamique de marché qui dicte les prix sur une base quotidienne.

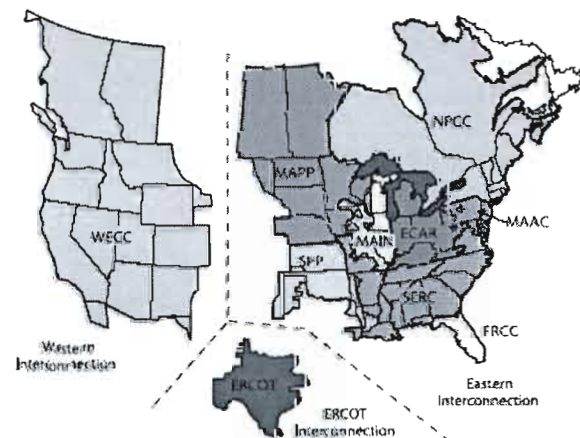
La diversité du marché de l'électricité en Amérique du Nord a favorisé son intégration au fil des années. L'équilibre qui s'est développé entre les

différents cycles de demande d'électricité d'une région à l'autre ainsi que la diversité au niveau des sources de production, a incité et surtout a accéléré l'intégration des marchés régionaux. Depuis le milieu des années 90, l'industrie de l'électricité a connu des changements majeurs et l'ouverture des frontières a créé des opportunités de gains en efficience dans la gestion des différents systèmes régionaux tout en améliorant l'empreinte environnementale laissée par la production. La figure II ci-dessus démontre l'étendue de cette intégration Nord-Sud où les mouvements d'électricité entre le Canada et les États-Unis s'opèrent à différents points de services le long de la frontière.

Ces échanges bilatéraux entre les deux pays permettent aux participants dans les différents marchés régionaux de bénéficier des avantages de la diversité et de la complémentarité des systèmes. Celles-ci se reflètent principalement par les différentes technologies utilisées dans le processus de production qui, en retour, dépendent de la disponibilité des intrants accessible aux différentes régions. Le système électrique en Amérique du Nord combine différentes sources de production et un système de transmission intégré qui sert aux échanges bilatéraux entre le Canada et les États-Unis. Ce qui est le plus intéressant concernant le marché de l'électricité entre ces deux pays est qu'il représente l'un des marchés les mieux intégrés à l'échelle planétaire.¹¹

Les producteurs des deux pays tirent donc avantage de la diversité de leur

Figure III: Interconnexions en Amérique du Nord



FERC, US Canada Power System Outage Task Force, *Final Report on the Implementation of the Task Force Recommendation*, Natural Resources Canada & US Department of Energy

¹¹ Voir : Canadian Electric Association : *The Integrated North American Electricity Market*, mars 2006

potentiel de production afin d'optimiser leur performance ce qui contribue à diminuer les coûts de production et entraîne des économies d'échelle très importante. Depuis le milieu des années 90, on remarque une intégration accrue entre les différents marchés régionaux. Cette tendance devrait continuer à progresser. La figure III illustre l'étendue de l'intégration régionale entre les diverses provinces canadiennes et États américains qui sont regroupés, depuis peu, en conseils de coordination. Avant de discuter de l'industrie de l'électricité au Québec et dans l'est du Canada, il est utile de faire un bref survol des récents développements législatifs qui ont marqué la transformation de cette industrie en Amérique du Nord.

1.1 Intégration régionale et impact des réformes législatives en Amérique du Nord

Après la conclusion de l'Accord de libre-échange entre les pays de l'Amérique du Nord, le gouvernement canadien a établi une nouvelle politique énergétique dans laquelle les fonctions de l'Office National de l'Énergie (ONE) furent modifiées. Ces modifications législatives accordaient à l'ONE des pouvoirs généraux quant au libre-accès au marché. De plus, elles accordaient des pouvoirs très spécifiques pour le développement des lignes de transmissions international et pour l'exportation de l'électricité.¹²

“The NEB’s responsibilities are defined in the National Energy Board Act (NEB Act), a federal act of parliament initially promulgated in 1959. Significant amendments were made to the NEB Act to implement the

¹² Les échanges en matière d'énergie et de produits pétrochimiques étaient au cœur des négociations principalement à cause de leur importance stratégique. L'article 606 du chapitre 6 de l'Accord de libre-échange portant sur ces catégories de produits établissait les règles de conduites que devaient respecter les parties: *“Each Party shall seek to ensure that in the application of any energy regulatory measure, energy regulatory bodies within its territory avoid disruption of contractual relationships to the maximum extent practicable, and provide for orderly and equitable implementation appropriate to such measures.”* National Energy Board, *Canadian Electricity Export and Import: An Energy Market Assessment*, 2003.

Canadian Electricity Policy (1988). The Board also has responsibilities under the Canadian Environmental Assessment Act (1995).”¹³

De fait, les compagnies qui désirent exporter de l’électricité ou bien procéder à la construction de lignes internationales de transport doivent obtenir l’approbation de l’Office avant de procéder.

Puisque les matières énergétiques sont sous la responsabilité des gouvernements provinciaux, la loi sur l’Office National de l’Énergie met des barèmes très précis à l’étendue des pouvoirs fédéraux dans ce domaine. En effet, l’article 58 de la loi se concentre sur la construction des lignes interprovinciales et internationales et énumère les pouvoirs des provinces en cette matière.

L’article 58.21 stipule que:

« L’autorité régulatrice provinciale exerce, à l’égard des sections intraprovinciales des lignes internationales, les attributions qu’elle a au titre de toute loi provinciale concernant les lignes intraprovinciales, y compris en matière de rejet de toute affaire assujettie à son agrément, même si le rejet entraîne l’impossibilité de construire ou d’exploiter la ligne. »

Concernant l’exportation d’électricité, la loi stipule que

« (...) l’Office délivre, sur demande et sans audience publique, les permis autorisant l’exportation d’électricité. »¹⁴

En réalité, les demandeurs doivent fournir bon nombre d’information, mais il est très rare de voir l’office refuser une demande de permis d’exportation. Dans le passé, il est arrivé à l’Office de diminuer les volumes d’exportation demandés (ce fut le cas

¹³ National Energy Board, *Canadian Electricity Export and Import: An Energy Market Assessment*, pp.1, 2003.

¹⁴ Loi sur l’ONE, article 119.03.

pour Brookfield Energy, un producteur indépendant du Canada qui opère des barrages sur la rivière Le Lièvre en *Ontario*) mais, sans pour autant refuser le permis. C'est la responsabilité des demandeurs de permis d'exportation de fournir toute l'information nécessaire afin que l'Office puisse analyser l'impact sur les tierces parties de l'émission des permis.¹⁵ Un élément clé dans l'analyse de l'ONE pour la délivrance d'une licence est de déterminer si l'appliquant a donné l'opportunité aux consommateurs canadiens de se procurer les quantités d'énergie prévues pour l'exportation.

« [Si le demandeur] a donné la possibilité d'acheter de l'électricité à des conditions aussi favorables que celles indiquées à la demande, à ceux qui ont, dans un délai raisonnable suivant la communication de ce fait, manifesté l'intention d'acheter de l'électricité pour consommation au Canada. »¹⁶

En théorie, ces licences d'exportation peuvent être transférées entre producteurs si, et seulement si, cette transaction est approuvée par l'ONE. En effet, l'article 21.2 (1) (2) de la loi stipule que le transfert d'un permis n'est valide que si l'ONE a donné son accord et, par le fait même, l'Office pourrait imposer des conditions additionnelles au nouveau propriétaire du droit. Dans le cadre d'une transaction entre Hydro-Québec et

¹⁵ « Lors de son examen initial d'une demande relative à un projet d'exportation d'électricité, déposée conformément à l'article 119.03 de la Loi sur l'ONÉ, l'Office tient compte des facteurs mentionnés à l'article 119.06 de ladite Loi. En outre, l'article 119.03 exige que toute demande comporte les renseignements requis en vertu du Règlement sur l'électricité. Les points suivants font partie des facteurs mentionnés à l'article 119.06 et dont l'Office doit tenir compte lorsqu'il examine une demande en vue de formuler des recommandations au gouverneur en conseil : a) les conséquences de l'exportation sur les provinces autres que la province exportatrice; b) les conséquences de l'exportation sur l'environnement; c) le fait que le demandeur : (i) a informé quiconque s'est montré intéressé par l'achat d'électricité pour consommation au Canada des quantités et des catégories de services offerts; (ii) a donné la possibilité d'acheter de l'électricité à des conditions aussi favorables que celles indiquées dans la demande, à ceux qui ont, dans un délai raisonnable suivant la communication de ce fait, manifesté l'intention d'acheter de l'électricité pour consommation au Canada; d) tout facteur que peut prévoir le Règlement sur l'électricité; tout autre facteur qui lui semble pertinent, en tentant d'éviter le dédoublement de mesures prises par les provinces. » – Office Nationale de l'Énergie, *Guide de dépôt – Électricité*, 2008. pp.105

¹⁶ Loi sur l'Office Nationale de l'Énergie, Article 119.06 (2) (ii)

Énergie NB, plusieurs seraient d'avis que la clôture de la transaction serait sujette entre autres choses, à l'approbation de l'Office pour le transfert des droits d'exportation. Bien qu'Hydro-Québec eût pu continuer d'exporter sous la licence d'Énergie NB, le 18 février 2010, Hydro-Québec a déposé une demande d'autorisation d'exportation ferme et non ferme totalisant 30 000 000 MWh sur une période de 10 ans. Avec cette approbation, Hydro-Québec aura en sa possession 11 permis d'exportation totalisant 120 209 331 MWh pour 2010 tel qu'illustré dans le tableau 1.¹⁷ L'entrée en vigueur de la loi sur l'ONE était une étape significative dans l'érosion du pouvoir des provinces en matière d'énergie et, du même coup, elle facilitait l'intégration interprovinciale en obligeant les provinces à partager et à transmettre leur planification l'une à l'autre.

L'Accord de libre-échange ne réussit pas à ouvrir complètement le marché transfrontalier car l'organisation de l'industrie de la production, du transport et de la distribution aux États-Unis était très fragmentée et limitée par des barrières à l'échange, puisque les propriétaires des lignes de transport n'étaient pas obligés de transporter l'électricité produite par un concurrent. De fait, les barrières à l'entrée étaient considérables pour les producteurs canadiens.

¹⁷ Cependant, il serait bon de mentionner que pour l'année 2010, les permis EPE-20 et 64 viennent à échéance ce qui diminuera de 30 027 331 MWh la quantité totale autorisée par l'Office pour l'exportation.

Tableau 1: Autorisation d'exportation pour Hydro-Québec

Exportateur	Autorisation	Terme	Catégorie	Qté (MWh)
Hydro-Québec	EL 180	30 (2015)	Garantie	1 402 000
	EL 181	22 (2012)	Garantie	400 000
	EL 182	30 (2012)	Garantie	406 000
	EL 183	30 (2015)	Garantie	540 000
	EL 184	34 (2020)	Garantie	406 000
	EL 185	21 (2016)	Garantie	7 028 000
	EPE-20	30 (2021)	Garantie/Transfert	27 331
	EPE-64	16 (2010)	Interruptible/Transfert	30 000 000
	EPE-65	16 (2010)	Garantie	20 000 000
HQEM	EPE-334	10 (2019)	Tout Types	30 000 000

Source: Office National de l'Énergie, ce tableau fut créée à partir de trois sources; (i) Autorisation pour l'exportation d'électricité (mises à jour en date du 30 septembre 2009); (ii) Rapports annuels de l'Office pour les années 2003 à 2008; (iii) Rapports mensuels sur l'exportation d'électricité.

En 1992, une nouvelle politique énergétique voyait le jour aux États-Unis et reposait sur le fait que la production domestique d'électricité était adéquate bien que limitée par une réglementation trop souple ce qui engendrait des pertes d'efficacité incommensurable. Contrairement à la situation canadienne décrite plus haut, le gouvernement américain imposa une réglementation fédérale beaucoup plus stricte et conférait à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des pouvoirs réglementaires au niveau des échanges domestiques ainsi qu'aux échanges internationaux. La nouvelle politique permettait à la FERC d'établir un cadre réglementaire qui allait renforcer la concurrence tant au niveau de la production qu'au niveau du transport et de la distribution de l'électricité. La FERC établit un système d'échange basé sur les groupes d'échanges régionaux ou Regional Trading

Organization (RTO)¹⁸ qui avaient comme principale fonction de coordonner les mouvements d'électricité.

À l'origine, la FERC établit quatre ordonnances fondamentales qui allaient mettre la table pour la formation d'un marché d'échanges nord-américain. Dans ce chapitre, nous n'allons pas décrire en détail ces ordonnances cependant, il faut mentionner que l'ordonnance 888 et 889 sont les plus importantes. Elles imposent une marche à suivre à tous les participants qui désirent transiger sur le marché américain et, de fait, obligent les firmes canadiennes verticalement intégrées comme Hydro-Québec et Énergie NB à offrir un accès libre et non discriminatoire à toutes les compagnies désirant utiliser leur réseau de transport. L'ordonnance 888, mieux connue sous le nom de « Open Access Transmission Tariffs » (OATT) représente le coût que les transporteurs peuvent charger aux tierces parties désirant utiliser leur réseau de transport. En plus de l'ordonnance 888, la FERC demandait aux participants d'utiliser le réseau intégré d'échange OASIS¹⁹ qui créait un marché pour l'électricité basé sur les signaux de prix instantanés. En d'autres mots, cette ordonnance obligeait les participants à transmettre l'information sur l'échange d'électricité inter et intra réseau et éliminait l'asymétrie d'information entre les participants en plus de garantir la transparence du cadre réglementaire sur lequel s'appuyait ce système d'échanges.

Tel que mentionné précédemment, la FERC ne pouvait imposer directement ces ordonnances à l'industrie canadienne. Cependant, les compagnies canadiennes qui désiraient participer à ce marché devaient se conformer aux règles du jeu pesant les

¹⁸ L'Office national de l'énergie définit les RTOs comme suit : *"functioning voluntary organization (of transmission owners, transmission users and other entities approved by FERC) to efficiently coordinate transmission planning and expansion, operation, and use on a regional and inter-regional basis."* C.f. National Energy Board, *Canadian Electricity Export and Import: An Energy Market Assessment*, pp.5, 2003.

¹⁹ Open Access Same-Time Information System

pour et les contres.²⁰ De façon prévisible, les entreprises de production d'électricité canadiennes ayant des interconnexions avec les États-Unis ont réagi rapidement. Un exemple éloquent est la division d'Hydro-Québec en trois entités fonctionnellement segmentées et l'établissement de la Régie de l'Énergie en 1997 au Québec ainsi que la division d'Énergie NB, l'établissement du l'Exploitant de Réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB) et de la Commission de l'Énergie et des Services Publics du Nouveau-Brunswick (CESPNB).

L'émergence de la FERC en tant que régulateur national aux États-Unis coïncide avec l'augmentation des problèmes de fiabilité du réseau de transmission dans ce pays. Par exemple, la panne de courant d'août 2003, a affecté plus de 50 millions de Canadiens et d'Américains pendant plus de trois jours. La FERC, de concert avec l'ONE, a mis sur pied une équipe responsable d'analyser la nature et les causes de ces problèmes ainsi que de soumettre des recommandations quant aux procédures à suivre pour s'assurer de la fiabilité du réseau de transport. L'une des recommandations du rapport binational a été de mettre sur pied une organisation « nationale » qui serait mandatée de surveiller la transmission d'électricité et de s'assurer que les lignes de transport soient adéquates pour soutenir la demande.

En juin 2008, la FERC donna à la National Energy Regulatory Commission (NERC) l'autorité légale pour maintenir la fiabilité du réseau de transport. Les standards exigés par le NERC s'étendent jusqu'en sol canadien.²¹ Par exemple, le Nouveau-

²⁰ Lorsque l'on regarde les différents pouvoirs associés à l'Office ou à la FERC, il est évident que ces deux organismes fédéraux ne jouent qu'un rôle sur le plan domestique. Cependant, en 2004, l'Office a signé une Entente de consentement avec sa contre-partie aux États-Unis qui mentionnait que : *“the parties recognize that the conduct of their respective responsibilities has, and will in the future require them, to examine, regulate, or otherwise oversee interconnexion facilities or activities.”*

²¹ Puisque les interconnexions de certaines provinces canadiennes sont en courant continue avec le marché américain, ces provinces sont dans l'obligation d'enregistrer leur transaction auprès de la NERC contrairement au Québec qui n'a aucune interconnexion en courant continu. La panne de courant d'août 2003 a affecté l'Ontario mais, n'a eu aucun impact au Québec précisément pour cette raison.

Brunswick et l'Ontario doivent se conformer à ces exigences. Au courant des prochaines années, le NERC visera sans doute à étendre ses pouvoirs à l'ensemble des provinces canadiennes.

Le mandat de la NERC est d'identifier les problèmes avant qu'ils ne surviennent. De fait, les RTO ainsi que les opérateurs de réseaux, doivent fournir bon nombre de renseignement sur la capacité d'utilisation des lignes de transmission, l'augmentation ou la diminution du trafic durant les périodes de pointe, la construction de nouvelles sources de production et la nécessité d'adapter le réseau de transport en conséquence, etc. Tel qu'illustré dans la figure III (page 8), l'Interconnexion de l'est de l'Amérique fut subdivisée en conseil de coordination ayant comme principale responsabilité de promouvoir et d'améliorer la fiabilité du réseau de transmission. Nous ne donnerons pas plus de détails sur la structure réglementaire dans laquelle évolue l'industrie de production, de transport et de la distribution d'électricité en Amérique du Nord. Cependant, nous allons tracer le portrait général du conseil de coordination du Nord-est (NPCC) puisqu'il comprend, entre autres, le Québec et le Nouveau-Brunswick.²²

Le NPCC regroupe les six États de la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York, ainsi que les provinces d'Ontario, de Québec et des Maritimes. Il exclut la province de Terre-Neuve.²³ Le NPCC constitue le plus gros marché régional en Amérique du

²² "NPCC is a 501(c)(6) not-for-profit corporation in the state of New York responsible for promoting and improving the reliability of the international, interconnected bulk power systems in Northeastern North America through (i) the development of regional reliability standards and compliance assessment and enforcement of continent-wide and regional reliability standards, coordination of system planning, design and operations, and assessment of reliability, (collectively, "regional entity activities"), and (ii) the establishment of regionally-specific criteria, and monitoring and enforcement of compliance with such criteria (collectively, "criteria services activities"). NPCC provides the functions and services for Northeastern North America of a cross-border regional entity through a regional entity division, as well as regionally-specific criteria services for Northeastern North America through a criteria services division." www.npccny.org/aboutus.htm, consulté le 11 mars, 2010.

²³ Terre-Neuve est la seule province canadienne à ne pas être directement connecté au reste du système de transport d'électricité de l'Amérique du Nord. Son seul chemin d'accès passe par la province de Québec.

Nord. En terme de puissance nette pour le transport dans ce marché régional, les États-Unis détiennent 45 % du total alors que les provinces canadiennes en détiennent 55 %. En ce qui concerne le Canada, les provinces appartenant à ce marché régional détiennent près de 70 % de la capacité de production nationale.²⁴

1.2 L'industrie de l'électricité au Canada

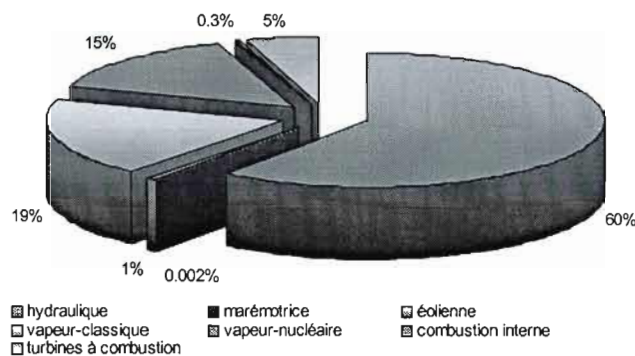
Le Canada a fait des avancées technologiques importantes dans le développement et l'utilisation de diverses ressources naturelles dans le processus de production d'électricité. L'industrie de l'électricité est devenue une composante majeure de l'économie canadienne. Cependant, au cours des dernières années, cette industrie a connu d'importants bouleversements telle que des pénuries occasionnelles dans certaines régions et la variation à haute fréquence dans les prix suite à la libéralisation du marché dans certaines provinces et aux États-Unis.

L'une des principales caractéristiques de l'industrie de l'électricité au Canada est qu'elle appuie sa production sur un éventail très diversifié de technologies, dont l'hydroélectricité, ce qui procure un avantage important sur le marché nord-américain. En effet, cette filière de production a bien des avantages que les autres technologies de production n'ont pas, comme la possibilité de stocker l'énergie. Elle comptait pour près de 60 % de la production d'électricité en 2007. À titre d'exemple, en 1990 la production hydroélectrique comptait pour près de 300 millions de térajoules. Elle a connu depuis lors une croissance constante pour atteindre 350 millions de térajoules en 2008.²⁵

²⁴ Pour plus d'information voir NERC, *Long-Term Reliability Assessment*, October 2009.

²⁵ Statistique Canada, Cansim II, Tableau 127-0001, Statistique de l'énergie électrique : mensuel (MWh), consulté le 27 août 2010.

Figure IV: Production d'électricité par source (2008)



Source: Statistique Canada, CANSIMII, Tableau 127-0007, secteur no.2211 SCIAN, consulté le 27 août, 2010

Le gaz naturel, le charbon et l'huile représentent néanmoins une portion très significative de la production canadienne d'électricité soit, 24% en 2008. Bien que la production nucléaire croisse beaucoup moins rapidement au Canada qu'au sud de la frontière, il est important de mentionner que sa

part n'est pas négligeable au sein de l'industrie. À l'heure actuelle, le nucléaire représente près de 15 % de la production totale d'énergie primaire au pays.

Afin de mieux comprendre l'interaction entre les différents réseaux de transport d'électricité dans l'est du Canada et, par le fait même, la dynamique industrielle qui affecte l'industrie de la production, du transport et de la distribution d'électricité, nous allons décrire de façon plus détaillée les différents éléments qui caractérisent l'industrie de l'électricité dans chacune des provinces. Il sera tout d'abord question de l'industrie de l'électricité au Québec et au Nouveau-Brunswick. Par la suite, nous allons faire un bref survol de l'industrie dans les trois provinces de l'Atlantique (l'Île-du-Prince-Édouard, Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve).

1.3 L'industrie de l'électricité au Québec

Tel que mentionné précédemment, suite à la réglementation du marché aux États-Unis, Hydro-Québec a segmenté ses opérations afin de rendre sa structure organisationnelle conforme aux normes de la FERC. Suite à cette restructuration, la société d'État a été divisée en quatre entités : (i) Hydro-Québec Production (HQP), responsable de la production de l'électricité; (ii) Hydro-Québec Transénergie (HQ Transénergie), responsable du transport et de l'administration du réseau québécois; (iii) Hydro-Québec Distribution (HQ Distribution), qui est responsable de la distribution de l'électricité et du service à la clientèle à l'intérieur de la Province de Québec; (iv) Hydro-Québec Équipement et Société de la Baie James (HQ Équipement). Notons que HQ Distribution possède deux entreprises affiliées qui s'occupent de la commercialisation et de l'échange de l'électricité au niveau national et international. Pour les échanges inter provinciales, il s'agit de HQ Energy Services et pour les échanges entre le Québec et les États-Unis, il s'agit de HQ Energy Marketing.

HQ Production opère 59 centrales hydro-électriques, une centrale nucléaire, quatre centrales thermiques et un site de production éolienne pour une capacité totale de production de plus de 33 000 mégawatts (MW). De plus, à la fin des années 60, Hydro-Québec a partagé les risques de la construction du barrage des chutes Churchill dans le Nord du Labrador avec Newfoundland and Labrador Hydro (NLH). Ce faisant, la société d'État a obtenu un contrat d'approvisionnement de très long terme lui garantissant la presque totalité de la production provenant de cette rivière soit 5 428 MW par année pour 0,25426 ¢/kWh renouvelable en 2014.

Tableau 2: Capacité de production totale d'HQ (incluant les contrats de long et court terme)

Type de production		Nombre de centrales	Production maximale totale
Production constante	Nucléaire	1	675 MW
	Hydro-électrique	59	32 382 MW
Production de Pointe	Thermique	4	1 470 MW
Production Intermittante	Éolien	8	530 MW
Contrats de long terme		1	5 150 MW
Contrats de court terme		n.d.	1 277 MW
Total		41 484 MW	

Source: Hydro-Québec Production, <http://www.hydroquebec.com/generation/index.html>, consulté le 11 mars 2010.

HQ Production a comme première fonction l'alimentation en électricité du marché domestique. Cette division d'Hydro-Québec doit fournir un total de 165 TWh par an aux consommateurs du secteur résidentiel, commercial et industriel du Québec, à un tarif fixe de 2,79 ¢/kWh. Cependant, la division a une capacité de production beaucoup plus grande. Si la demande domestique dépasse les 165 TWh comme c'est le cas depuis quelques années, HQ Production a le loisir de participer ou non aux appels d'offres de HQ Distribution pour combler la demande supplémentaire, ou bien d'augmenter ses ventes d'électricité sur les marchés extérieurs.

Transénergie est la division d'Hydro-Québec qui opère le plus vaste réseau de transmission de l'Amérique du Nord. Il s'étend sur plus de 33 000 kilomètres. Ce réseau est connecté aux autres réseaux, soit ceux de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick, du Labrador, de New York et du Vermont, par 18 interconnexions ayant une capacité totale de transmission de 7 100 MW tel qu'illustré dans le tableau 3. De plus, Transénergie est responsable du maintien de l'efficacité et de la fiabilité, ainsi que des réservations de l'accès au réseau par les différents types de clients du service

de transport. Transénergie administre le système OASIS pour les 18 interconnexions du Québec avec les provinces et les états voisins et offre un accès qui doit être libre et non discriminatoire pour chacun des participants dans le marché.²⁶

Tableau 3: Interconnexion d'HQ avec les autres réseaux

Réseaux Voisins	Importation (MW)	Exportation (MW)
Ontario	720	1 295
Nouveau-Brunswick	770	1 100
Churchill	5 150	0
Vermont	1 970	2 275
New York	1 100	2 125

Source: HQ Transénergie, <http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/index.html>, consulté le 11 Mars, 2010

HQ Distribution, quant à elle, est en charge de la vente au détail et du service aux consommateurs québécois. Elle achète les 165 premiers TWh d'électricité directement d'HQ Production et procède, de temps à autre, à des appels d'offres afin de combler la demande domestique dépassant ce seuil ou dans le but de stimuler le développement des sources de production alternatives avec le consentement du gouvernement.²⁷ Cette division opère elle aussi un système de transport, mais celui-ci est composé de lignes de transmission de faible voltage qui connectent les réseaux locaux aux lignes de transmission à haut voltage. Une douzaine de municipalités québécoises opèrent leur propre réseau de production et de transmission. De fait, ces municipalités ne sont pas desservies par HQ Distribution mais, elles sont tout de

²⁶ Il est à noter qu'au début de 2010 NLH a présenté quatre requêtes devant la Régie de l'Énergie. Deux d'entre elles portaient sur l'accès aux lignes de transmission dont les coûts de transport étaient jugés beaucoup trop élevés. Pour plus d'information voir <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/index.html>. La conformité de HQ Transénergie à l'Ordonnance 888 de la FERC dans ce cas particulier est présentement contestée.

²⁷ En 2002 HQ Distribution a mis de l'avant la plus importante série d'appels d'offres pour tout type de production. Un grand nombre de producteurs ont participé à cet exercice. HQ Production en est sortie avec un contrat de très long terme.

même reliées à son réseau. Tel que mentionné précédemment, HQES et HQEM occupent les fonctions de grossistes pour le compte d'Hydro-Québec sur les marchés canadien et américain respectivement. Les deux divisions se procurent l'électricité destiné à la vente sur les marchés à l'extérieur de la province directement d'HQ Production. Pour l'importation, elles passent par une tierce partie. Le mécanisme d'échange interprovincial et international mis en place par la société d'État lui permet d'optimiser l'utilisation de ses centrales hydro-électriques et de ses réservoirs pour le stockage d'énergie. L'un des types de transactions les plus couramment utilisés par Hydro-Québec est l'importation d'électricité durant les périodes hors pointe dans les marchés adjacents afin de stocker l'énergie dans les réservoirs, et l'exportation de l'électricité accumulée vers ces mêmes marchés durant les périodes de pointe. HQES est surtout actif en Ontario et au Nouveau-Brunswick alors que HQEM est surtout actif dans l'État de New York et dans les États de la Nouvelle-Angleterre. Il est aussi à l'œuvre dans les États de la Pennsylvanie, du New Jersey et du Maryland.

Les nouvelles règles du jeu fixées par les Américains ont non seulement eu un impact sur la restructuration d'Hydro-Québec au milieu des années 90, mais elles ont aussi incité le gouvernement provincial à créer sa Régie de l'Énergie. Depuis juin 1997, la Régie de l'énergie est responsable de la réglementation des principaux marchés de l'énergie au Québec. *« Selon la Loi sur la Régie de l'énergie, la Régie est responsable de la fixation des taux et des conditions de transport de l'électricité par le transporteur et de sa distribution par le distributeur. [Elle] fixe aussi les taux en tenant compte des coûts d'acquisition des conditions d'approvisionnement, de transport, et d'entreposage pour le gaz naturel provenant des fournisseurs du Québec. »*²⁸

²⁸ Les fournisseurs de gaz naturel au Québec sont Gaz Métro pour l'ensemble du Québec à l'exception de la région de l'Outaouais qui est desservie par Gazifère.

En plus de déterminer le cadre légal pour l'application des tarifs du gaz naturel, la Loi sur la Régie stipule que, pour fixer les prix de l'énergie électrique, la Régie doit prendre en considération les coûts d'acquisition, de transport et de distribution de l'électricité. « *Selon la loi, Hydro-Québec est sommé de fournir 165 TWh d'électricité par an aux résidents du Québec à un taux fixe de 2,79 ¢/kWh. Toute charge excédentaire est sujette aux prix de base du marché découlant d'un processus d'appels d'offres.* »²⁹

Selon les informations fournies par Bernard dans son article intitulé *le Marché québécois de l'électricité; à la croisée des chemins*,³⁰ on remarque que les coûts de production des nouveaux développements énergétiques sont supérieurs au tarif moyen sur le marché local que paient les Québécois. Dans le passé, tous les projets hydroélectriques à faible coût ont été développés (Saint-Maurice, Outaouais, Lac Saint-Jean, Bersimis, Manicouagan-Outardes, Chute Churchill au Labrador et La Grande) au coût unitaire moyen de 2,66 ¢/kWh. La société d'État est maintenant forcée de s'engager dans des projets hydroélectriques dont les coûts unitaires de production et de distribution sont plus élevés. La Romaine coûte 8,0 ¢/kWh, Eastmain et Eastmain-1A 7,66 ¢/kWh et Toulouste 3,60 ¢/kWh. Mais, globalement, l'offre d'électricité au Québec est encore dominée par le bloc patrimonial de 165 kWh qui maintient le coût moyen de production et, par le fait même, le tarif chargé par Hydro-Québec aux consommateurs à un niveau plus bas que le coût marginal des nouveaux projets de développement hydroélectrique.

En 2008, la consommation domestique du Québec a atteint presque que 177 kWh. Ce niveau dépassait les 165 kWh du bloc patrimonial, mais demeurait inférieur à la

²⁹ CLARK R. et Andrew Leach, *La Réglementation de l'énergie au Québec*, Rapport Bourgogne, décembre 2005.

³⁰ Bernard, Jean-Thomas, *Le Marché québécois de l'électricité à la croisée des chemins*, mémoire présentés à la Commission de l'économie et du travail sur les enjeux énergétiques au Québec GREEN, 2005

capacité de production de 198 kWh. Les exportations interprovinciales et internationales se chiffrent à près de 3 TWh, alors qu'en théorie les surplus d'électricité associés aux engagements d'HQ Production étaient de 9 TWh.³¹ Au cours de cette année, les conditions favorables ont permis à HQ Production d'ajouter 7,5 TWh à sa marge de flexibilité qui a ainsi atteint 16 TWh. Une fois que la division de la Rivière Rupert sera en opération, Hydro-Québec augmentera sa marge de flexibilité à plus de 20 TWh, sans faire appel aux achats de court terme. Une portion de cette énergie pourra donc être utilisée pour des engagements bilatéraux de long et court terme, ce qui devrait engendrer des revenus supplémentaires pour la société d'État. Compte tenu des nouveaux développements hydro-électriques au Québec, Hydro-Québec se doit d'étendre ses opérations d'exportation sur les marchés connexes. De fait, l'acquisition des actifs de production d'Énergie NB aurait permis à Hydro-Québec d'élargir sa base de consommateurs et d'atteindre le marché de la Nouvelle-Angleterre plus facilement.

1.4 L'industrie de l'électricité au Nouveau-Brunswick

Énergie Nouveau-Brunswick est une société d'État qui, tout comme Hydro-Québec, a subi une restructuration majeure suite à l'implantation des nouvelles règles d'échange par la FERC. De fait, la structure organisationnelle de la société d'État ressemble de près à celle d'Hydro-Québec. Énergie NB est maintenant formée de quatre entreprises affiliées : (i) NB Power Distribution and Customer Service (DISCO) chargée de la distribution locale, mais aussi, des échanges avec les États-Unis; (ii) NB Power Generation (GENCO) qui est responsable de la production hydroélectrique et thermique; (iii) NB Power Nuclear (NUCLEARCO), qui opère la centrale nucléaire de Point Lepreau; et (iv) NB Power Transmission (TRANSCO).

³¹ Il s'agit de la capacité de production totale moins l'offre. Les 9 TWh représentaient la possibilité de vendre 9 375 MW pour les 960 heures de pointe durant l'été en Nouvelle-Angleterre. Pour plus d'information, voir le Rapport Annuel d'HQ pour l'année 2008-2009.

Du côté de la production, GENCO et NUCLEARCO ont une capacité totale de production de près de 3 959 MW tel qu'illustré dans le tableau 4:

Tableau 4: Capacité de production totale d'Énergie NB

Type de production		Nombre de centrales	Production maximale totale
Production constante	Nucléaire	1	635 MW
	Hydro-électrique	7	895 MW
Production de pointe	Thermique	8	2 429 MW
Total		3959 MW	

Source: NB Power Group, 2007-2008 Annual Report, www.nbpower.com, consulté le 11 Mars, 2010.

Ces deux entités opèrent et maintiennent un des systèmes de production les plus complémentaires en Amérique du Nord. La combinaison unique de centrales nucléaire, hydroélectrique et thermique permet à la société d'État de tirer avantage des différents processus de production afin de maximiser ses profits. Par exemple, la centrale nucléaire de Point Lepreau permet une production constante à un coût marginal de production faible. Cette capacité de production, jumelée à celle des petites centrales hydroélectriques permet d'alimenter de façon adéquate la demande domestique tout au long de l'année. Cependant, dans les périodes de pointe au Nouveau-Brunswick et dans le nord-est des États-Unis, GENCO met en marche ses centrales thermiques afin de combler la demande domestique additionnelle ou d'exporter dans les marchés de la Nouvelle-Angleterre. GENCO à elle seule est capable de satisfaire à près de 75 % de la demande domestique. Cependant, au courant des derniers mois, Énergie NB a annoncé la fermeture de deux centrales de production thermiques soit, Dalhousie et Grand Lake et cela diminuera la capacité totale de production de GENCO de près de 357 MW. Il faut aussi noter que, depuis avril 2008, le réacteur nucléaire CANDU 6 de Point Lepreau est en reconstruction. NUCLEARCO ne produit donc aucune quantité d'électricité depuis cette date. La centrale ne devrait pas retourner en opération avant la fin de 2011.

Afin de combler ce manque au niveau de la production domestique, DISCO a signé une entente bilatérale de court terme avec Hydro-Québec d'ici à ce que Point Lepreau soit remis en fonction. Tout comme HQ Distribution, DISCO doit répondre à la demande domestique pour tous les types de consommateurs à quelques exceptions près. La division a environ 370 000 clients et opère un système de transport de 20 030 kilomètres reliant les consommateurs finaux aux lignes de haut voltage et aux installations de production. Certaines villes comme St. John opèrent leur propre système de production et de distribution. Tout comme dans le cas du Québec, ces villes sont reliées au réseau de transport de sorte que la production qui n'est pas utilisée dans la localité est acheminée au système de transport pour fin de consommation ailleurs dans la province.

TRANSCO opère et maintient un ensemble de lignes de transmissions de 65 kV à 345 kV sur près de 6 700 kilomètres. Tel qu'illustré au tableau 5, ce système est relié aux autres systèmes du nord-est de l'Amérique, lequel inclut des interconnexions avec le Québec, les autres Provinces maritimes et la Nouvelle-Angleterre.

Tableau 5: Interconnexions d'Énergie NB avec les autres réseaux

Réseaux voisins	Importation (MW)	Exportation (MW)
Québec	1 000	720
Nouvelle-Angleterre	550	1 000
Nouvelle-Écosse	350	300
Île-du-Prince-Édouard	124	222
Maine (Nord)	90	100
Maine (est)	15	15

Source: NBSO, *10-Year Assessment Report*, www.nbso.ca, consulté le 11 mars 2010

Tout comme le Québec, le Nouveau-Brunswick s'est muni d'une entité d'application de la loi indépendante du gouvernement et d'Énergie NB. La contrepartie néo-brunswickoise de la Régie de l'énergie du Québec, le NBEUB est un organisme quasi-judiciaire indépendant créé par la législature provinciale afin de réglementer les tarifs chargés par Énergie NB aux consommateurs:

“The Board has been given limited jurisdiction to regulate the charges rates and tolls for the NB Power Distribution Company as well as other specific aspects of the electricity market.”³²

La juridiction du NBEUB en matière d'électricité est bien circonscrite par la Loi. Il accorde les licences aux entreprises qui font des échanges sur le système OASIS du NBSO³³; il approuve les tarifs de vente aux consommateurs (si les augmentations dépassent 3 %); il encadre et surveille le libre accès au marché et approuve les tarifs de transport; etc.

L'une des fonctions cruciales de cet Office provinciale de l'énergie est de réglementer l'application de l'ordonnance 888 de la FERC (OATT). Il s'agit de déterminer le taux et les conditions auxquelles un utilisateur du système de transmission de la province est confronté.

“On October 1, 2004, New Brunswick's Electricity Act restructured the electric utility industry in New Brunswick and created the New Brunswick System Operator (NBSO). It is an independent not-for-profit statutory corporation separate from the NB Power group of companies. The

³² NBEUB, annual report, 2009 pp.3.

³³ Il y avait 31 participants accrédités par le NBSO et le NBEUB pour l'année 2008-2009. Ceci dit, ce ne sont pas tous les détenteurs de licences qui font effectivement des échanges sur le NBSO. En effet, un exemple important est celui de Newfoundland and Labrador Hydro (Nalcor). Cette entreprise détient une licence pour transiger sur le réseau mais, n'a fait aucun échange depuis la date de son émission (2008). Nalcor paraît s'être préparée ainsi à l'éventualité où elle pourrait emprunter le réseau d'HQ et celui de NBP pour transmettre son électricité produite au Bas Churchill (Muskrat Fall ou Gull Island) jusqu'en Nouvelle-Angleterre, ou encore connecter directement le Bas Churchill au Réseau de NBP via un câble sous-marin de haut voltage à transmission continue passant par la Nouvelle-Écosse.

Electricity Act transferred the responsibility for the security and reliability of the integrated New Brunswick electricity system from NB Power to NBSO, and also made NBSO responsible for facilitating the development and operation of the New Brunswick Electricity Market. These responsibilities take the form of operation of the NBSO-controlled grid and administration of the NBSO Open Access Transmission Tariff (OATT), and the New Brunswick Market Rules."³⁴

Contrairement au cadre structurel et réglementaire dans lequel évolue la transmission de l'électricité au Québec, où les mouvements d'électricité à l'intérieur de la province et aux interconnexions avec les juridictions voisines sont tous régis par Transénergie, le Nouveau-Brunswick s'est doté d'un exploitant de réseau entièrement indépendant de la société d'État. L'ERNB est en charge de maintenir la stabilité, l'efficacité ainsi que la fiabilité du réseau de transmission dans la province. Il chapeaute et héberge le système OASIS et coordonne la transmission à l'intérieur des frontières de la province, mais ses activités s'étendent également dans le nord-est du Maine ainsi qu'à l'Île-du-Prince-Édouard et à la Nouvelle-Écosse. Il a donc la responsabilité de superviser les échanges entre ces provinces et la partie du Maine qui n'est pas gérée par l'ISO NE (Independent System Operator of New England).

Figure V: Empreinte du ERNB (NBSO)



Source: www.nbsso.ca, consulté le 11 Mars 2010.

³⁴ NERC, *Long Term Reliability Assessment*, pp 273, October 2009

Grosso modo, les activités du NBSO sont semblables à celles de Transénergie. L'organisme est donc en charge de faciliter les échanges bilatéraux d'électricité. À cet effet, le NBSO a développé, depuis sa conception en 2004, une série de règles qui encadrent les échanges bilatéraux entre tierces parties. Ces règles de marché s'appliquent d'une part à l'exploitant et d'autre part aux participants au marché.³⁵

1.5 L'industrie de l'électricité sur l'Île-du-Prince-Édouard:

L'Île-du-Prince-Édouard (ÎPE) est un très petit marché pour l'industrie, avec 141 000 résidents. La production d'électricité sur l'île est limitée et repose essentiellement sur deux centrales thermiques (Charlottetown et Borden)³⁶ qui utilisent du diesel comme intrant. L'ÎPE est par ailleurs un grand producteur d'énergie éolienne. Cependant, l'incertitude associée à la production interruptible oblige l'entreprise de distribution de l'ÎPE, Maritime Electric, à acheter environ 80 % de l'électricité consommée au niveau domestique à l'extérieur de la province. En 2005, Maritime Electric a donc procédé à des appels d'offres afin de trouver des fournisseurs qui lui permettraient d'assurer de combler la demande domestique pour les années à venir. Hydro-Québec était parmi les soumissionnaires, mais, la société d'état québécoise a perdu le contrat au profit d'Énergie NB et de PEI Energy Corporation. Énergie NB a obtenu le plus gros contrat. Elle fournit à l'ÎPE 5 % de la production de Point Lepreau quand elle est en opération et une certaine quantité de la production de sa centrale thermique de Dalhousie quand cela est nécessaire. Pour ce qui est de PEI Energy Corporation, la compagnie fournit sur une base interruptible la majeure partie de sa production de North Cape et East Point Wind Farm. Il est à noter que ces trois sources d'approvisionnement sont complémentaires. Lors de périodes hors pointe, l'offre de Point Lepreau est suffisante pour combler la demande domestique et, lors des

³⁵ Pour plus d'information sur les règles de marché, consulter le site internet de NBSO au www.nbso.ca

³⁶ L'électricité produite par ces deux centrales thermiques est coûteuse. Maritime Electric les met en opération seulement en cas d'extrême nécessité lorsque l'importation d'électricité n'est pas possible.

périodes de pointe, Maritime Electric peut compter sur la centrale thermique de Dalhousie ainsi que sur celles de Charlottetown et Borden lorsque l'énergie éolienne n'est pas disponible.

Dans l'éventualité où la demande excède les quantités maximales des ententes bilatérales et de la production domestique, Maritime Electric a recours à l'achat d'électricité à court terme sur le NBSO. Le prix payé est alors déterminé par les conditions du marché dans l'est du Canada lesquelles sont étroitement corrélées avec les conditions du marché « du jour d'avant » (day ahead market) en Nouvelle-Angleterre, où l'électricité disponible est généralement produite par des centrales thermiques utilisant le gaz naturel comme intrant.

1.6 L'industrie de l'électricité en Nouvelle-Écosse

Depuis déjà quelques années, Nova Scotia Power (NSP) est une filiale de Emera Corporation qui détient des actifs de production et de transport des deux côtés de la frontière canado-américaine. NSP opère plus de 5 200 kilomètres de lignes de transmission de haut voltage reliant les infrastructures de production aux réseaux de distribution. Lors de la création de l'exploitant du système au Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse a, elle aussi, profité de l'occasion pour restructurer son industrie et la rendre conforme aux ordonnances de la FERC. Tout comme au Nouveau-Brunswick, le Nova Scotia Power System Operator (NSPSO) est responsable de coordonner les échanges intraprovinciaux ainsi que les différents mouvements d'électricité interprovinciaux. Le NSPSO est, lui aussi, opéré de façon indépendante et autonome du reste des actifs d'Emera.

“On February 1, 2007, the Nova Scotia Electricity Act came into effect, enabling wholesale market access with the implementation of the Nova Scotia Market Rules. The Nova Scotia Power System Operator (NSPSO) is that

function of NSPI that is responsible for the reliable operation of the integrated power system in Nova Scotia, as well as administration of the NS Market Rules and the Nova Scotia OATT, which has been in effect since November 1, 2005."³⁷

La production d'électricité en Nouvelle-Écosse repose en grande partie sur les centrales de production thermiques qui sont alimentées directement par la famille Irving. La majorité des actifs de production de NSP utilisent soit du pétrole ou du gaz naturel pour générer l'électricité. Ceci dit, au courant des dernières années, NSP a investi énormément dans le développement de la production éolienne ainsi que dans sa nouvelle technologie marémotrice, qui utilise la puissance des marées de la Baie de Fundy pour produire son électricité. Cependant, le développement de ces nouvelles sources de production est ralenti par les difficultés posées par le réseau de transport de la province.³⁸ Selon un rapport produit par le NSPSO, il semblerait que le réseau de transport au sud-ouest de la péninsule doive subir un rajeunissement et que certains investissements seront nécessaires afin de continuer le développement de l'énergie éolienne et de la technologie marémotrice.

Au plan de la transmission, la Nouvelle-Écosse dispose d'une seule interconnexion la reliant au reste de l'Amérique du Nord, laquelle passe par le Nouveau-Brunswick. Cette interconnexion a une capacité maximale totale de 350 KW et ses droits d'accès sont entièrement détenus par NSP. De plus, Emera a construit en 2009 une nouvelle ligne de transmission de 300 KW à partir de la centrale nucléaire de Point Lepreau au Nouveau-Brunswick jusqu'à l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre. Suite au processus d'appels d'offres pour l'acquisition des droits de transmission garantis mis en place par le NBSO lors de « l'open season bid »³⁹, Hydro-Québec a remporté la

³⁷ www.nspower.ca/en/home/default.aspx, consulté le 8 février 2010.

³⁸ NSP, System Impact Studies, www.nspower.ca/en/home/default.aspx.

³⁹ Processus par lequel le NBSO offre des droits garantis de transmission aux participants dans le marché suivant un processus établi dans les règles du marché. Tous les participants accrédités par le NBSO et le NBEUB peuvent participer à ces appels d'offre. Le NBSO détermine le gagnant non pas en fonction du prix proposé, puisque tous les participants sont confrontés au même tarif (OATT), mais

mise sur le 300 MW de droits garantis de transmission au détriment de NSP, filiale du constructeur et propriétaire de cette ligne de transmission (Emera). Finalement, il faut noter qu'en janvier 2010, la famille Irving a annoncé la construction d'une ligne de transmission internationale sous-marine qui relierait directement la Nouvelle-Écosse au Maine. Ce projet est toujours à l'étude et sa réalisation demeure incertaine.

1.7 L'industrie de l'électricité à Terre-Neuve et au Labrador

Les activités de Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) consistent, tout comme dans le cas d'Hydro-Québec, à produire, transporter et distribuer l'électricité. Cette province canadienne est la seule à ne pas faire partie d'une interconnexion nord-américaine. À l'heure actuelle, elle est complètement isolée et n'est donc pas assujettie aux ordonnances de la FERC bien que, dans les faits, NLH exporte par le biais du réseau québécois une certaine quantité (minime) d'électricité dans le Nord-est des États-Unis. Cette société d'État possède au total une capacité de production de plus de 1 600 MW.

Tableau 6: Capacité de production totale de NLH

Type de production		Nombre de centrales	Production maximale totale
Production constante	Hydro-électrique	8	939 MW
Production de pointe	Thermique	5	640 MW
	Diesel	25	56 MW
Total		1 635 MW	

Source: NLH Rapport Annuel de 2008, <http://www.nlh.nl.ca>, consulté le 10 février 2010.

sur la période de temps pour laquelle les participants se commettent. De plus, les détenteurs de droits, à la fin de leur engagement contractuel avec le propriétaire des lignes de transmission, ont priorité pour le renouvellement du contrat. Pour plus d'information vous référer au Règles du marché du NBSO.

La station souterraine des Chutes Churchill est sans aucun doute la plus imposante station de ce genre au monde entier. Elle possède 11 turbines ayant une capacité totale de production de 5 428 MW. Pour l'année 2008, plus de 34 TWh ont été produit par ces installations. La quasi-totalité de cette énergie fut acheminée à HQ Distribution par le biais d'un contrat de long terme qui prendra fin en 2041. Le Labrador regorge de potentiel quant au développement hydroélectrique. Un nouveau projet, celui du Bas Churchill (Muskrat Fall et Gull Island), est sans aucun doute l'un des plus attrayants puisqu'il pourrait engendrer une puissance totale de plus de 3 000 MW et une production totale de plus de 16,5 TWh par année, soit de quoi alimenter la totalité de la demande domestique de Terre-Neuve ou une part impressionnante de la demande dans le nord-est des États-Unis. Cependant, pour y parvenir, NLH doit obligatoirement trouver un moyen d'acheminer son électricité jusqu'en Nouvelle-Angleterre. Deux options s'offrent à la compagnie : (i) emprunter le réseau du Québec ou (ii) investir dans une ligne de transport de haut voltage à courant continu sous le golf du St-Laurent. Il en sera question plus loin mais, il semblerait pour l'instant qu'aucune de ces deux options ne soit facilement réalisable.

CHAPITRE II

ANALYSE INDUSTRIELLE D'UNE VENTE POTENTIELLE DE CERTAINS ACTIFS D'ÉNERGIE NB : L'EXEMPLE DE LA TRANSACTION PROPOSÉE ENTRE HQ ET ENB

L'objectif du présent chapitre est de déterminer, par le biais d'une analyse purement qualitative, dans quelle mesure l'expansion du marché géographique d'Hydro-Québec (par l'exemple de la transaction proposée entre le gouvernement du Nouveau-Brunswick et celui du Québec) pourrait accroître son pouvoir de marché et permettre à la société d'État d'augmenter les prix de façon non-transitoire sur les marchés de l'est du Canada, de l'État de New York et de la Nouvelle Angleterre. L'analyse qui suit ne nous permet pas de conclure que la société d'État pourrait exercer des pressions à la hausse sur les prix. De ce fait, il ne sera pas nécessaire d'incorporer cet élément dans les tests de scénarios qui sont étudiés au chapitre 4.

Avant de procéder à l'analyse de la concurrence proprement dite, nous allons décrire brièvement la transaction proposée par les deux gouvernements et la situation dans laquelle cette transaction aurait pris place. Depuis la première annonce de l'entente, les gouvernements des deux provinces n'ont fourni que très peu de renseignements sur la transaction. Il ne sera donc pas possible d'analyser de façon détaillée l'impact de la transaction proposée. Nous pourrions toutefois procéder à une analyse générale à partir de l'information publique disponible. Malgré le retrait de l'offre d'achat fait par Hydro-Québec, les problèmes auxquels sont confrontés les Néo-Brunswickois en matière de finances publiques et en matière d'approvisionnement énergétique demeurent. Il est donc possible que le gouvernement provincial maintienne son idée de vendre certains actifs d'Énergie Nouveau-Brunswick afin de pallier à ces

problèmes. Si cela s'avère, la société d'État québécoise aurait peut-être une seconde chance de sécuriser l'étendue de son marché géographique vers l'est du Canada.

2.1 La transaction proposée

Le 29 octobre 2009, les gouvernements du Québec et du Nouveau-Brunswick ont annoncé une entente de consentement selon laquelle Hydro-Québec allait se porter acquéreur de tous les actifs d'Énergie NB. Les actifs qu'Hydro-Québec allait acquérir comprenaient toutes les installations de production d'électricité (hydraulique, nucléaire, éolienne et thermique ainsi que la production électrique de deux autres centrales thermiques (par le biais de contrats de long terme) tous les actifs de transport dont la ligne de 1000 MW qui relie le Nouveau-Brunswick à la Nouvelle-Angleterre et, finalement, les actifs de distribution.

Cette annonce fut décriée par bon nombre d'opposants au Nouveau-Brunswick, dans les autres Provinces maritimes⁴⁰ et dans le nord-est des États-Unis.⁴¹ Les arguments de l'opposition au Nouveau-Brunswick étaient fondés sur des considérations identitaires plutôt que sur des considérations économiques puisque la transaction apportait d'importants avantages économiques pour les consommateurs. Du côté des opposants américains, l'inquiétude reposait sur l'augmentation du pouvoir de marché que cette transaction allait conférer à Hydro-Québec sur le marché au comptant dans le NYISO et surtout dans le ISO NE. Devant le tollé de protestation engendré par cette annonce, le gouvernement libéral de M.Graham fit marche arrière et alla renégocier les grandes lignes de l'accord avec le gouvernement du Québec.

⁴⁰ Les gouvernements de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve se sont prononcés contre la transaction.

⁴¹ Par exemple, le gouverneur du Vermont, M. Ballachi, s'est fortement opposé à la transaction dès de l'annonce initiale.

Près de trois mois après l'annonce originale, les deux gouvernements ont proposé des modifications à l'entente sur l'énergie. Selon cette nouvelle entente de consentement, les éléments d'actifs de transport et de distribution devaient être exclus de la vente. Hydro-Québec aurait acquis les actifs de productions d'électricité soit; toutes les centrales hydroélectriques, les centrales de production thermique de Mill Bank et de St-Rose, toute la production des centrales de Belledune et Coleson Cove ainsi que la centrale nucléaire de Point Lepreau. Cela représentait une capacité totale de production de plus de 3 400 MW. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick avait aussi inclus certains droits de transmission garantie,⁴² dont 670 MW sur l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre. Le prix d'achat de cette acquisition était de 3.2 milliards et la transaction devait avoir lieu le 21 mai, soit après les audiences publiques qui allait se tenir au Nouveau-Brunswick en avril et en mai 2010. Cependant, suite à l'évaluation des actifs de production, le gouvernement du Québec décida finalement de retirer son offre d'achat, jugeant le risque associé à certains actifs trop élevé.

Depuis l'annonce des modifications à l'entente jusqu'au retrait de l'offre d'achat, les critiques sur la transaction se sont atténuées, du moins sur le plan politique. Il faut dire que MM. Charest et Vandal ont entrepris un exercice de relation publique très intense tout au long de l'automne 2009 afin de rallier ou de rassurer les opposants au projet.⁴³

⁴² Ces droits de transmission ont été accordés à Énergie NB suite à l'établissement du NBSO et des règles de marché. Ils incluent 40 MW avec IPE, 207MW avec Québec. Pour plus d'information consulter le document « The Summary of Agreement On Energy Between the Government of Quebec and New Brunswick » 20 janvier, 2010.

⁴³ M. Charest a eut des pourparlers avec le gouvernement de l'IPE ainsi qu'avec le gouverneur du Vermont dans le but de développer des ententes d'approvisionnement de long terme avec eux. Il a d'ailleurs signé, le 11 mars 2010, un accord de 25 ans avec le Vermont. En vertu de cet accord, Central Vermont Public Service (CVPS) et Green Mountain Power (GMP) achèteront 225 mégawatts d'électricité à Hydro-Québec (de 2012 à 2038) au prix médian du marché. Selon le gouverneur du Vermont, « *[ce contrat] assurera un approvisionnement stable en énergie propre et renouvelable à prix concurrentiel jusqu'en 2038* » (Radio-Canada, *Une entente de principe avec le Vermont*, 11-03-2010). De plus, le Sénat de cet État a récemment voté la fermeture, en 2012 de la centrale nucléaire de

2.2.1 Retombées économiques pour le Nouveau-Brunswick

Les retombées économiques de la transaction proposée pour le Nouveau-Brunswick ont fait l'objet de plusieurs analyses⁴⁴ depuis l'annonce de la transaction. Plusieurs experts indépendants se sont prononcés en faveur de la transaction essentiellement parce qu'elle engendrait des avantages non négligeables pour l'ensemble des consommateurs du Nouveau-Brunswick, mais aussi des externalités positives pour l'ensemble des consommateurs de l'est du Canada.

Pour la population du Nouveau-Brunswick, la transaction mettait sur pied un « bloc patrimonial » tout comme dans le modèle québécois. Ce bloc patrimonial, d'un total de 14 TWh devait être divisé en deux parties distinctes : l'une pour les consommateurs industriels (4,5 TWh/an) et l'autre pour les consommateurs résidentiel et commercial (9,5 TWh/an). Les consommateurs industriels recevaient, en moyenne, une diminution de leur facture d'électricité d'environ 23 % lors de la première année. Par la suite, l'augmentation de leurs tarifs suivait les augmentations des tarifs L et M chargés par Hydro-Québec à ses consommateurs industriels. Pour ce qui est des consommateurs résidentiels, commerciaux et municipaux, le tarif associé au « bloc patrimonial » de 9,5 TWh par an devait être gelé pour les cinq premières années suivant la clôture de la transaction à 7,35 ¢/kWh. NERA Economic Consulting a estimé la valeur présente de l'épargne engendrée par ce nouveau système tarifaire pour une période de 30 ans à environ 3,5 milliards pour le secteur résidentiel, commercial et les municipalités et à plus de 1,6 milliard pour le secteur industriel.

Vermont Yankee Nuclear Power Station, qui fournit le tiers de la consommation domestique. Il sera alors possible pour HQ d'augmenter ses exportations vers le Vermont. HQ fournit déjà le tiers de la consommation du Vermont. La société d'état envisage présentement de développer une autre ligne de transmission Québec-Vermont.

⁴⁴Parmi les analyses indépendantes réalisées il serait bon de mentionner l'ouvrage de Gordon L. Weil, de Atlantic Institute for Market Studies, ainsi que le Rapport du panel indépendant.

De plus, les Néo-Brunswickois auraient vu leur dette associée aux actifs de production d'électricité de la société d'État s'effacer et la dette totale du gouvernement du Nouveau-Brunswick envers Énergie NB diminuer de 3,2 milliards. Il importe aussi de noter que d'ici 20 à 25 ans, Énergie NB devra investir massivement dans la réfection de plusieurs actifs de production ou les remplacer. Par exemple, la centrale hydroélectrique de Mataquac, qui comprend six turbines et génère près de 20 % de la production domestique, est déjà dans un état de dépréciation avancé. D'ici 2030, le gouvernement du Nouveau-Brunswick devrait investir plus de 2 milliards afin de procéder aux réparations nécessaires. Il en va de même pour la centrale nucléaire de Point Lepreau, qui est présentement en réfection et qui devra subir un autre rajeunissement en 2033.

Par ailleurs, la forme finale de l'entente prévoyait que le gouvernement du Nouveau-Brunswick demeurerait propriétaire des lignes de transmission et du réseau de distribution. Cela lui aurait permis de récolter des revenus associés aux tarifs de transmission pour tous les mouvements d'électricité (« wheel-in », « wheel-out », « wheel-through », « wheel-within »), ainsi que les revenus associés à la distribution.

Sur le plan environnemental, le Nouveau-Brunswick aurait aussi fait des gains. Bien qu'Hydro-Québec eût gardé l'allocation des crédits d'émission suite à la fermeture des centrales thermiques de Belledune et de Coleson Cove, ces fermetures jumelées à celles déjà annoncées de Dalhousie et Grand Lake auraient permis à la province de surpasser les objectifs de réduction d'émissions de 1 million de tonnes soit, 6 % en dessous du niveau d'émission de 1990, dès 2012.⁴⁵

⁴⁵ New Brunswick, Department of Environment, *Environmental Implications of Potential Sale of NB Power to HQ*, novembre 2009.

2.2.2 Retombées économiques pour le Québec

Les retombées économiques de l'entente de consentement pour le Québec étaient relativement difficiles à évaluer. MM. Charest et Vandal, ont affirmé que l'acquisition aurait été rentable dès la première année. Plusieurs intervenants considéraient que le gouvernement du Québec procédait à cette acquisition dans le but d'obtenir l'accès au marché présumé lucratif de la Nouvelle-Angleterre. L'acquisition des droits de transmission garantie aurait procuré des opportunités de vente grandissantes pour la société d'État sur le marché américain. Il est vrai qu'Hydro-Québec, en tant que grossiste, aurait sécurisé une demande annuelle de plus de 14 TWh au Nouveau-Brunswick, ce qui représente un total de 1.06 milliard par année approximativement. Cependant, depuis quelques années, Hydro-Québec développe de grands projets hydroélectriques, favorise la production électrique à partir de la biomasse et multiplie les appels d'offres pour la production éolienne, ce qui devrait ajouter une puissance additionnelle de plus de 4 500 MW d'énergie propre à partir de 2015. Cette nouvelle production, jumelée aux économies d'électricité qui résulteront des programmes d'efficacité énergétique et de la diminution de la demande suite aux augmentations des tarifs annoncées dans le budget 2010-2011, dégagera des surplus d'électricité considérable pour le Québec. En attendant que la demande domestique rejoigne la puissance installée, il est indispensable pour la société d'État d'élargir son marché géographique, de trouver de nouveaux débouchés pour son énergie propre et d'établir des contrats bilatéraux de long terme afin de diminuer les risques inhérents au développement de nouveaux actifs de production.

2.3 Étendue des marchés et des facteurs qui affectent les opérations d'HQ

Avant de discuter de l'étendue du marché géographique et des facteurs qui affectent les opérations d'Hydro-Québec, nous allons faire un bref résumé de la littérature sur le droit de la concurrence, et plus particulièrement des principes d'organisation industrielle pour l'analyse des fusionnements dans l'industrie de l'électricité. La fusion proposée entre Hydro-Québec et Énergie NB était d'une ampleur sans précédent au Canada. Il est arrivé dans le passé que le Bureau de la concurrence analyse des cas de fusion dans cette industrie cependant, aucune ligne directrice n'a été mise de l'avant afin d'établir les bases d'une analyse rigoureuse de la concurrence au sein d'une industrie quasi-réglémentée comme celle-ci. Il faut donc se tourner du côté de l'expérience américaine en cette matière afin d'établir ces bases, tout en tenant compte des particularités structurelles et législatives de l'industrie au Canada. Ceci aidera, par la suite, à déterminer si Hydro-Québec aurait pu exercer un pouvoir de marché et, ainsi, augmenter les prix de façon significativement pour une période de temps non transitoire.

2.3.1 Analyse de concurrence dans les cas de fusionnement au sein de l'industrie de production d'électricité : l'expérience des États-Unis.

Le marché du nord-est des États-Unis est quelque peu différent de celui de l'est du Canada. Aux États-Unis la production de l'électricité a été privatisée depuis déjà quelques années. Elle a été déréglementée, contrairement à la transmission et la distribution. De fait, les fusions entre producteurs sont relativement fréquentes et posent un important défi pour l'analyse concurrentielle. La fusion par acquisition entre Hydro-Québec et Énergie NB peut être assimilée à la fusion entre deux producteurs (en y intégrant quelques éléments particuliers), de sorte que le survol de la littérature qui suit se concentrera uniquement sur cet aspect.

Aux États-Unis, comme au Canada, la demande d'électricité de court terme est relativement inélastique. Elle peut être extrêmement volatile d'heure en heure et de jour en jour principalement à cause des conditions météorologiques à court terme et de la situation économique à moyen terme. De plus, il est très difficile pour la majorité des producteurs de stocker l'électricité, sauf pour ceux qui opèrent des centrales hydroélectrique (avec réservoir) et les contraintes associées à la transmission limitent les possibilités de substitution entre différentes régions pendant les périodes de pointe.

Comme le mentionne Dennis Carlton⁴⁶, un spécialiste des fusions au sein de la FERC,

“What matters for figuring whether a firm can exercise market power is not necessarily its overall market share, but a firm's ownership share of the various types of units along the industry supply curve at any time.”

De fait, une fusion entre deux producteurs, même de petite taille (en termes de part de marché calculée en fonction de leur vente) peut augmenter leur pouvoir de marché et affecter les prix à la hausse, plus particulièrement pendant les périodes de pointe. En conséquence, le Department of Justice (USDOJ) et la Federal Trade Commission (FTC) basent leur analyse concurrentielle sur la théorie dite de la « demande résiduelle ».

Afin de bien comprendre l'analyse économique derrière la théorie de la demande résiduelle, il faut tout d'abord observer que le coût marginal de production (Mc) peut varier énormément en fonction du type d'intrant dans le processus de production. Certains processus de production d'électricité favorisent une production constante alors que d'autres sont rentables seulement pendant les périodes de pointe. Par

⁴⁶CARLTON, Denis; *Merger in Regulated Industries: Electricity*, FERC Economic Analysis Group, pp 9, décembre 2007

exemple, la production nucléaire a un coût marginal relativement constant mais, à l'inverse la production d'électricité des centrales thermiques utilisant le diesel comme intrant, affiche un coût marginal de production beaucoup plus élevé et variable.

Si l'on admet que la demande d'électricité est relativement inélastique, il faut déduire que lors d'une augmentation de la demande pendant les périodes de pointe, la demande se déplace vers la droite le long de la courbe d'offre de l'industrie et l'équilibre est établi quelque part dans la portion inélastique de cette dernière. De fait, une entreprise qui détient un portefeuille diversifié de moyens de production, pourra diminuer légèrement sa production pendant les périodes de pointes et, ainsi, influencé de façon non négligeable les prix sur le marché.

2.3.2 Analyse théorique du pouvoir de marché

En théorie économique, le pouvoir de marché est défini comme la capacité d'une firme à augmenter les prix, de façon significative et persistante, à des niveaux supérieurs à ceux qui résulteraient d'une concurrence pure et parfaite.⁴⁷ Dans l'est du Canada, la structure réglementaire et législative qui encadre l'industrie de la production, du transport et de la distribution de l'électricité facilite l'analyse du pouvoir de marché puisque les structures tarifaires sont étroitement surveillées et réglementées par les provinces. De fait, la Régie québécoise de l'Énergie, tout comme le NBEUB, doit approuver toute augmentation des tarifs de transport et de distribution.⁴⁸ Pour ce qui est de la production, le Québec et le Nouveau-Brunswick ont tous deux un « bloc patrimonial » d'électricité à bas prix qui retient vers le bas le tarif de gros auquel sont confrontés les distributeurs dans chaque province. En effet,

⁴⁷ Pour plus d'information concernant la définition du pouvoir de marché, on peut se référer aux Lignes directrices sur les fusions du Bureau de la Concurrence, www.competitionbureau.gc.ca

⁴⁸ L'IPE et la Nouvelle-Écosse ont une structure réglementaire semblable à celles du Québec et du Nouveau-Brunswick.

contrairement aux États-Unis où le pouvoir de marché peut s'exercer à tout moment lors des périodes de pointe, le pouvoir de marché d'un producteur d'électricité sur les marchés de l'est du Canada se limite seulement à la portion de l'offre qui comble la demande en excédant du bloc patrimonial. De plus, au Québec, cette demande excédentaire est comblée par le biais d'appels d'offres, au prix du marché et elle est surveillée par l'agence de réglementation. Il en aurait été de même au Nouveau-Brunswick si la transaction entre Hydro-Québec et Énergie NB avait eu lieu.

Le processus d'appels d'offres peut varier en fonction des besoins d'alimentation de long terme en électricité. Généralement, les distributeurs comme HQ Distribution font une prévision d'approvisionnement sur une période d'environ dix ans et déterminent la quantité d'énergie nécessaire pour combler la demande aux prix anticipés. Ces appels d'offres peuvent être mis en place pour l'octroi de contrats de long terme ou de moyen et court terme.

Bien que, dans le cas de la fusion entre Hydro-Québec et Énergie NB, il semblerait qu'après la fusion Hydro-Québec n'eût pu, du moins de façon significative, exercer un pouvoir de marché au Canada, la société d'État aurait pu vraisemblablement avoir un impact non négligeable sur le marché au comptant dans le NYISO ainsi que dans l'ISO NE. Les raisons qui permettent d'arriver à cette conclusion préliminaire seront présentées plus loin.

Afin de déterminer dans quelle mesure une firme peut exercer un pouvoir de marché, il faut définir adéquatement les marchés. Dans un premier temps, la définition du marché des produits fait référence aux produits alternatifs qui sont des substituts. Plusieurs auteurs spécialisés en droit de la concurrence, mais plus particulièrement en

matière d'énergie, favorise une distinction entre les différents types de production.⁴⁹ Selon eux, l'électricité est un bien hétérogène puisqu'un certain type de production est seulement utilisé lors des périodes de pointe alors qu'un autre est utilisé de façon continue. Cette distinction est évidente lorsqu'on analyse un marché où le prix peut varier d'heure en heure. Cependant, elle n'est aucunement nécessaire dans un marché où le prix de détail est réglementé. Dans ce cas, la définition du marché géographique est très importante puisqu'elle permet d'établir dans quelle mesure et à partir de quel moment la distinction doit être faite entre les différents types de production.

La littérature définit deux types de pouvoir de marché : vertical et horizontal. Dans le premier cas, une firme peut exercer un pouvoir de marché si elle est active sur deux segments liés de l'industrie. Dans l'exemple à l'étude, Hydro-Québec serait devenue propriétaire de certains actifs de productions et des droits de transmission garantie totalisant 970 MW ou 97 % de la capacité totale de transmission du Nouveau-Brunswick vers la Nouvelle-Angleterre. Dans le second cas, une firme peut exercer un pouvoir de marché horizontal, si elle détient non pas une part de marché importante de la production, mais bien, un large éventail de moyens de production qui lui permet d'opérer avec différents actifs le long de la courbe d'offre de l'industrie. Dans l'exemple à l'étude, Hydro-Québec aurait étendu sa capacité de production à diverses sources de production.

2.4 Analyse de concurrence

L'analyse de concurrence qui suit est basée uniquement sur des informations rendues publiques par les parties à la transaction avortée entre Hydro-Québec et Énergie NB. Il est donc relativement difficile d'arriver à une conclusion définitive sur l'impact de

⁴⁹ BUSH, Darren, « Electricity Merger Analysis: Market Screens, Market Definition, and Other Lemmings », University of Huston Law Center, août 2006

cette transaction pour l'industrie dans le nord-est de l'Amérique, mais plus particulièrement sur les consommateurs dans l'est du Canada et dans le nord-est des États-Unis. Cette analyse de la concurrence est, par conséquent, relativement sommaire et elle est présentée dans le seul et unique but de mieux définir les tests de scénarios mis de l'avant dans le chapitre 4.

2.4.1 Marché géographique

Tel qu'annoncé, la définition du marché géographique sera le point d'ancrage de l'analyse. Il est possible de déterminer l'étendue des marchés géographiques en analysant le niveau d'utilisation des lignes de transmission qui lient les différents marchés régionaux entre eux. Puisque le niveau d'utilisation varie selon l'heure, la journée et la saison, il est important d'obtenir des données pour une période assez longue⁵⁰ pour qu'à l'intérieur de cette période aucun facteur exogène n'ait pu altérer le mouvement d'électricité de façon significative. Pierre Olivier Pineau, dans un ouvrage intitulé *The Value of Unused Transmission : estimating the opportunity cost for the Province of Quebec*, démontre que les lignes de transmissions entre le Québec et les juridictions voisines (Ontario, Nouveau-Brunswick, l'état de New York et les États de la Nouvelle-Angleterre) ne sont pas utilisées à pleine capacité. En tenant compte des disponibilités horaires et du prix correspondant sur le marché au comptant, le Québec aurait pu, selon lui, exporter près de 25 TWh additionnels par année de 2006 à 2008. De plus, il fut possible de confirmer les allégations de Pineau concernant le niveau d'utilisation des lignes de transmission entre le Québec et les États voisins ainsi qu'entre le Nouveau-Brunswick (la région du NBSO) et les États voisins grâce aux données fournies par un organisme de contrôle du marché. Ces données ne seront pas présentées dans ce mémoire mais, il appert qu'elles confirment

⁵⁰ Le Bureau de la Concurrence, à l'intérieur du document intitulé *Fusions — Lignes directrices pour l'application de la loi*, établit à un maximum de trois ans les données devant être fournies par les parties à la fusion. Pour plus d'information, se référer à www.competitionbureau.gc.ca

que la capacité de transmission disponible actuellement est plus que suffisante. Généralement, les contraintes à la transmission surviennent au sud de la frontière canado-américaine lors des périodes de pointes.

Un second élément doit être pris en considération lors de l'analyse relative au marché géographique : Le contrôle direct ou indirect des droits de transmission garantis. Puisqu'au Québec, tout comme au Nouveau-Brunswick, un mécanisme d'allocation de droits de transmission est en place, le propriétaire des droits de transmission garantis a toujours priorité de transmission, peu importe la situation. Hydro-Québec détient la majorité des droits de transmission garantis sur les interconnexions entre le Québec et les États voisins et après le fusionnement envisagé, la société d'État aurait détenu près de 97 % des droits de transmission sur l'interconnexion entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre. De plus, une pratique couramment utilisée par Hydro-Québec est l'acquisition sur les marchés américains des contrats de contraintes de transmission (en anglais; « Transmission Constraint Contract » ou TCC) qui lui garantissent une disponibilité de transmission sur les différents réseaux (NY ISO, ISO NE et PJM⁵¹). Advenant l'impossibilité de transmettre l'électricité, Hydro-Québec est donc compensé par le producteur américain qui a augmenté son volume de transmission au même moment, bloquant ainsi la transmission de l'électricité en provenance du Québec.

Si l'on prend en considération ces éléments, la définition adéquate du marché géographique dans le cas présent pourrait inclure les marchés du nord-est des États-Unis (les six États de la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York) dans les périodes de pointe. Dans les périodes hors pointe, il pourrait s'étendre jusqu'au Michigan, en Pennsylvanie et au New Jersey.

⁵¹ Le PJM est le réseau voisin du NY ISO et il inclut les États de la Pennsylvanie, du New Jersey et du Michigan.

Dans ce contexte, le marché géographique lors des périodes hors pointe regrouperait les membres du NPCC tel qu'illustré à la figure II (page 8). Dans les périodes de pointe, le marché géographique diminue en superficie et comprendrait l'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick, l'IPE, la Nouvelle-Écosse, une portion de la Nouvelle-Angleterre (ISO NE) et l'État de New York (NY ISO). L'analyse de concurrence qui est proposée ci-dessous concerne donc uniquement l'étendue géographique restreint pendant les périodes de pointes aux États-Unis puisque, si Hydro-Québec peut exercer un pouvoir de marché et ainsi augmenter ces profits, ce sera uniquement lors de ces périodes, comme nous le verrons dans la section suivante du présent chapitre.

2.4.2 Étendue de la compétition après la transaction

Si Hydro-Québec était devenu propriétaire des actifs de production d'Énergie NB cela aurait pu soulever plusieurs inquiétudes sur la concurrence tant au niveau de la production que de la transmission et ce, même si la société d'État n'avait acquis aucun élément d'actif de transmission. L'objectif poursuivi est de déterminer si Hydro-Québec aurait pu exercer un pouvoir de marché et ainsi, affecter les prix dans le seul et unique but d'augmenter ses profits. Il serait intéressant de se demander dans quelle mesure Hydro-Québec aurait pu bénéficier de son pouvoir de marché pour (i) affecter les prix sur l'IPE, en Nouvelle-Écosse et sur les marchés américains et, (ii) diminuer l'accès au réseau de transmission à des tierces parties c'est-à-dire à des entrants potentiels comme NLH ou à des centrales de cogénération comme AV Group et Fraser Paper⁵² pour des fins d'exportation sur les marchés du nord-est des États-Unis.

⁵² Le gouvernement du Canada vient de mettre sur pied un programme de subvention pour les usines de pâtes et papier qui désirent démarrer un processus de cogénération à la liqueur noire (résidu de la transformation du papier) qui est considéré comme source d'énergie renouvelable. Fraser Paper a obtenu 33 millions de dollar en subvention pour 2 usines de papier dont une située à Edmundston, NB,

Au préalable, il faut faire un retour sur les éléments d'actifs qu'Hydro-Québec aurait acquis. Le tableau 7 indique l'augmentation prévue de la capacité de production d'Hydro-Québec pour les années 2010 et 2011 soit, avant l'entrée en fonction des nouvelles capacités de production de la rivière Rupert, lesquelles ajouteront près de 920 MW de puissance et plus de 8.5 TWh d'énergie par année.⁵³

Tableau 7: Capacité de production maximale de HQ après la fusion

Type de production		Hydro-Quebec		Énergie NB		HQ post-fusion	
		Centrales	Production	Centrales	Production	Centrales	Production
Production Constante	Nucléaire	1	675 MW	1	635 MW	2	1 310 MW
	Hydro	59	32 382 MW	7	895 MW	66	33 277 MW
Production pointe	Thermique	4	1 470 MW	8	2 429 MW	6	1 969 MW
						2 (TAs)*	1 437 MW
Éolien		n/a	530MW	-	-	-	530MW
Contrat CT		n/a	1 277 MW	n/a	n/a	n/a	1 277 MW
Contrat LT		1	5 150 MW	-	0	1	5 150 MW
Total		41 484 MW		3 959 MW		44 950MW	

*Tel que mentionné précédemment, HQ aurait aussi acquit toute la production des centrales thermiques de Belledune et Coleson Cove, pour une capacité maximale de production de 1 437MW.

et AV Group a obtenu une subvention de plus de 36 millions de dollars pour 2 usines de papier dont une situé à Atholville, NB.

⁵³ Les gains marginaux de production aux centrales d'Eastmain-1-A et Eastmain-1 totaliseront près de 2,3 TWh, les gains de production de la centrale Sarcelle plus de 1 TWh et les gains de production aux centrales Robert-Bourassa, La Grande-2-A et La Grande-1 5,3 TWh. Pour plus d'information sur le projet de la rivière Rupert, consulter www.hydroquebec.com/rupert/fr/projet_en_bref.html, Consulté le 10 mars 2010.

Tel que décrit dans le tableau 7, Hydro-Québec aurait acquis un total de 3 466 MW de puissance pour une capacité totale de production de près de 45 000 MW. À cela, il ne faut pas oublier d'ajouter les 920 MW du projet de la rivière Rupert, les 150 MW associés aux appels d'offres pour les petites centrales hydro-électriques, les 125 MW pour ceux reliés à la cogénération (biomasse) et, les 250 MW associés aux appels d'offres pour l'énergie éolienne. De fait, en 2012, Hydro-Québec aurait eu une puissance totale de production de plus de 46 395 MW si l'on prend en considération les gains de production aux centrales Eastmain (1-A et 1), Sarcelle, Rober Bourassa et La Grande (2-A et 1) découlant de la dérivation de la rivière Rupert.⁵⁴

En plus d'acquérir les actifs de production décrit dans le tableau 7, Hydro-Québec aurait bénéficié de certains droits garantis de transmission⁵⁵, Hydro-Québec aurait eu en sa possession environ 97 % des droits de transmission entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre.

Tableau 8: Droits de Transmission au Nouveau-Brunswick

Droits de transmission				
Direction des transmissions		Hydro-Québec	Acquisition	Capacité totale
Interconnexion du NB avec les autres provinces	NB - NÉ	0	0	100 MW
	NB - IPE	0	40	200 MW
	NB - Qc	0	207	800 MW
Ligne de Transmission International	NB - NA	0	470	1 000 MW
Qc Wheel-Through	QC - NA	300	200	1200MW / 1000 MW

Source: HQ Transénergie et NBSO; OASIS

<http://www.hydroquebec.com/transenergie/oasis/en/conduite.shtml> et

<http://www.nbso.ca/Public/en/op/market/becoming/requirements.aspx>

⁵⁴ Pour plus d'information sur les appels d'offre lancés par HQ Distribution on peut se référer à <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/index.html> consulté le 23 mars 2010

⁵⁵ Ces contrats entre le transporteur et le producteur n'ont jamais été rendus publics.

Hydro-Québec détient déjà la majorité des droits de transmission sur son propre réseau. Quelques petits producteurs d'électricité ont tout de même certains droits fermes de transmission garantie, mais ils sont peu nombreux. NLH a essayé à plusieurs reprises d'obtenir des droits de transmission sur le réseau de Transénergie pour son nouveau projet de développement hydroélectrique, mais elle a dû porter sa cause devant la Régie de l'Énergie du Québec, qui a finalement rejeté sa demande. En avril 2009, Nalcor a tout de même réussi à obtenir un droit ferme de transmission garantie de 300 MW en provenance de Churchill jusqu'au Vermont (ce mouvement d'électricité est considéré comme un « Wheel-through »). Pour ce qui est des droits de transmissions sur le réseau du NBSO, Hydro-Québec a déjà un droit ferme de 300 MW entre l'interconnexion du Québec et celle de la Nouvelle-Angleterre (« Wheel-through »). À la suite de la transaction Hydro-Québec aurait obtenu un 670 MW additionnel sur ce chemin d'exportation.

2.5 Impact de la transaction sur les marchés de l'ÎPE, de la Nouvelle-Écosse, de la Nouvelle-Angleterre et de New York

À l'heure actuelle, Énergie NB satisfait à la quasi-totalité de la demande domestique du Nouveau-Brunswick. Bien que, depuis la fermeture de Point Lepreau, on remarque une légère augmentation des importations en provenance du Québec, de la Nouvelle-Écosse et du ISO NE, cette situation est temporaire. Énergie NB, en tant que monopole, ne fait face à aucune concurrence des grands producteurs sur son marché domestique. Cependant, tout comme Hydro-Québec, Énergie NB s'engage de façon quotidienne dans des transactions de court terme (achat et vente d'électricité sur les marchés connexes) afin de maximiser ses profits et d'optimiser son processus de production. Cette pratique d'arbitrage est couramment utilisée par les sociétés canadiennes verticalement intégrées (Emera (NSP), Hydro Manitoba, BC Hydro, etc.). Le processus d'achat (importation) ne représente pas forcément une forme de

concurrence de la part des autres firmes sur le marché domestique de ces monopoleurs. Cependant, en ce qui concerne les marchés d'exportations (non domestiques), plusieurs producteurs essaient d'augmenter leur part de marché selon leur capacité de production. En d'autres mots, on ne peut dire qu'Hydro-Québec est un concurrent d'Énergie NB sur le marché du Nouveau-Brunswick et qu'Énergie NB concurrence Hydro-Québec sur le marché du Québec. Il est donc évident que ces deux entreprises sont engagées dans un comportement concurrentiel sur leurs marchés connexes. Le résultat de l'appel d'offres l'ÎPE discuté antérieurement en donne une preuve.

Puisque les détails de l'entente de consentement entre le gouvernement du Québec et celui du Nouveau-Brunswick n'ont jamais été rendus publics, il est impossible de savoir si Hydro-Québec aurait respecté ses contrats de long terme. Tout porte à croire qu'ils auraient été modifiés puisque le premier ministre Charest a rencontré le premier ministre Ghiz de l'ÎPE en février 2010, afin de discuter de l'avenir énergétique de l'ÎPE. Puisque, les contrats entre Énergie NB et Maritime Electric sont des contrats de long terme et sont déterminés en fonction des différents facteurs qui affectent les prix du marché, il aurait été impossible pour Hydro-Québec d'exercer un pouvoir de marché et d'augmenter les prix sur cette portion de la demande domestique de l'ÎPE (même si les contrats avaient été renégociés). Le reste de la demande qui n'est pas couvert par les contrats d'approvisionnement de long terme, quant à elle, est relativement marginal.

En ce qui concerne la Nouvelle-Écosse, NSP approvisionne à peu près de 95 % de la demande domestique. La majorité des importations proviennent des États-Unis, de Bay Side Power (à St. John NB) par l'intermédiaire de Emera, du Nouveau-Brunswick et de l'ÎPE (lorsque les conditions météorologiques sont favorables à la production éolienne). De plus, NSP a des projets de développement éolien en cours d'études ainsi que beaucoup de potentiel de production à l'aide de la technologie

marémotrice. La capacité de production de NSP sera donc augmentée bientôt et permettra de diminuer la dépendance de cette province vis-à-vis des importations. Il aurait donc été difficile pour Hydro-Québec d'exercer un pouvoir de marché et d'affecter à la hausse les prix sur ce segment de 5 % d'importation.

Cependant, la situation aurait pu être différente de l'autre côté de la frontière canado-américaine, où Hydro-Québec aurait eu la possibilité d'augmenté de façon considérable ses exportations pour les mois de juin à août, plus précisément pendant les 960 heures de pointes aux États-Unis.⁵⁶ L'analyse de la demande résiduelle, tel que décrit plus haut, laisse entrevoir un un pouvoir de marché basé sur l'étendue du portefeuille de production d'un producteur.

Puisqu'Hydro-Québec aurait agi comme un grossiste dans la province du Nouveau-Brunswick, la société d'État aurait été obligée de fournir un total de 14 TWh par année pour la consommation domestique. L'acquisition des actifs de production d'Énergie NB aurait suffi à satisfaire la demande domestique. Cependant, Hydro-Québec aurait pu procéder à des transactions d'arbitrage afin d'optimiser son processus de production et, par le biais d'Hydro-Québec Energy Marketing, augmenter les quantités exportées vers la Nouvelle-Angleterre. Récemment, lors de l'annonce de l'entente de principe avec le gouvernement du Vermont, un représentant d'Hydro-Québec a mentionné que l'objectif premier pour Hydro-Québec sur les marchés d'exportation est l'augmentation des ventes en Nouvelle-Angleterre.

Puisque la courbe d'offre, c'est-à-dire de coût marginal, de l'industrie pour la production devient de plus en plus inélastique à mesure ou l'output augmente, une firme qui possède des unités de production dans la section inélastique de la courbe a un intérêt financier à réduire la quantité produite afin de diminuer les quantités

⁵⁶ Dans l'industrie, on considère qu'il y a 16 heures de pointes par jour, du lundi au vendredi, sur une période de 12 semaines qui s'étend de juin à août pour un total de 960 heures de pointes.

offertes par l'industrie et ainsi, augmenter les prix sur le marché au comptant. Il y a deux facteurs importants qui influent sur le degré de profitabilité d'un tel comportement de la firme en question : (i) la réaction des autres firmes au moment de la réduction de la production; (ii) la sensibilité de la demande aux changements de prix. Lors des périodes de pointes, la demande est relativement inélastique de sorte qu'une diminution sensible des quantités offertes peut avoir un impact significatif sur les prix.

Afin de déterminer dans quelle mesure une firme peut exercer un pouvoir de marché, il donc est important de connaître d'abord quels actifs de production sont sous le contrôle de l'entreprise. Si l'on fait l'hypothèse que la demande soit suffisamment forte pour que les unités de production à coûts marginaux constants (la production nucléaire et hydro-électrique) soient utilisées à pleine capacité et que tous les actifs de production d'Hydro-Québec et Énergie NB soient des actifs de production de cette nature. Alors, il serait impossible pour l'entité fusionnée d'influencer les prix sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre et ceux de New York puis qu'elle ne tirerait aucun avantage financier d'une réduction de l'output.⁵⁷ Cette conclusion demeure vraie indépendamment de la capacité de production des actifs et peu importe les parts de marché de l'entité fusionnée. Cependant, dans le cas d'une fusion entre Énergie NB et Hydro-Québec, cette hypothèse n'est pas satisfaite. La dynamique de production après la fusion serait beaucoup plus complexe puisqu'Hydro-Québec aurait acquis plusieurs types d'unité de production (autre que nucléaire et hydro-électrique) le long de la courbe de coût marginal de l'industrie. Il serait donc essentiel de savoir quelles sont les parts de marchés de l'entité pour chaque type d'actifs de production. De plus, si la transaction avait eu lieu, Hydro-Québec aurait été obligé de

⁵⁷ Sur les marchés au comptant du nord-est des États-Unis, les producteurs offrent les quantités d'énergie à un prix qu'ils déterminent. Les quantités les moins chers sont écoulées en premier jusqu'à ce que l'offre égalise la demande. De façon générale, les quantités d'électricité produites par les unités de production à coût marginaux constant s'écoulent toutes en premier au prix demandé par le producteur.

fournir une certaine quantité de sa production pour la consommation domestique (au Québec et au Nouveau-Brunswick) et une autre portion de sa production pour les quantités associées aux contrats de long terme. Cela se refléterait donc par la diminution de l'offre d'Hydro-Québec sur le marché au comptant. Ces obligations altèrent la fonction de profit de la firme lorsque celle-ci détermine le processus de production afin de maximiser ses profits.

De façon intuitive, l'obligation de fournir une certaine quantité à un prix prédéterminé par les contrats de long terme est identique à un processus de « dessaisissement » où Hydro-Québec se serait départi d'une certaine quantité de ses actifs de production afin de soulager les problèmes de concurrence potentielle associés à l'exercice d'un pouvoir de marché. De fait, ce dessaisissement diminue le pouvoir de marché puisque, d'une part, Hydro-Québec est obligé de fournir les quantités d'énergie sous contrat, et d'autre part, ces dernières limitent les quantités disponibles offertes sur le marché au comptant.

Sans données précises qui nous permettraient de reconstruire la courbe de coût marginal de l'industrie ainsi que la courbe de demande pendant les périodes de pointe, il est relativement difficile de déterminer si Hydro-Québec aurait pu soutenir une augmentation de prix de façon permanente dans les marchés du ISO NE et du NY ISO. Cependant, il est déjà arrivé dans le passé que certains producteurs d'électricité se plaignent à la FERC du comportement anticoncurrentiel d'Hydro-Québec. Cette dernière n'a trouvé aucune preuve que la société d'État québécoise utilisait son pouvoir de marché afin de manipuler les prix.⁵⁸ Par exemple, en 2007, DC Energy a déposé une plainte devant la FERC alléguant que HQEM utilisait son pouvoir de marché afin d'affecter la congestion dans le but d'augmenter les prix sur le marché au comptant. Cependant, la Commission ainsi que le Surveillant indépendant du marché

⁵⁸ FERC, Docket #EL07-67-00, DC Energy Energy vs HQ Energy Marketing, septembre 2008

(« Independent Market Monitor »), Dr. David Patton, sont d'avis qu'HQEM ne possède aucun pouvoir de marché et, que dans les faits, l'entreprise offre son énergie sur le marché comptant à un prix qui est égale à son coût marginal⁵⁹ et ce, même pendant les 960 heures de pointe.

2.6 Impact de la transaction sur l'accès au réseau de transmission pour des fins d'exportation

En ce qui concerne l'accès aux lignes de transmission internationales, la situation en va autrement, puisque l'accès au transport est une condition nécessaire à la production d'électricité. C'est précisément à cause d'un manque d'accès au transport que le gouvernement fédéral des États-Unis a décidé de procéder à la restructuration de l'industrie dans les années 90. Si la transaction entre Hydro-Québec et Énergie NB avait eu lieu, Hydro-Québec aurait profité de droits garantis de transmission sur 97 % de la capacité de transmission du Nouveau-Brunswick vers la Nouvelle-Angleterre. Au total, Hydro-Québec aurait bénéficié de 970 MW de transmission ferme pour exporter son électricité vers la Nouvelle-Angleterre. De fait, Hydro-Québec aurait pu, en raison de sa très grande capacité de production, exercer un pouvoir de marché vertical sur la région du NBSO bloquant ainsi l'entrée aux producteurs ou grossistes potentiels. L'attribution de ces droits fut précisément l'élément qui poussa le premier ministre de Terre-Neuve, M. William, à condamner la transaction. Il est facile de comprendre dans quelle mesure la transaction aurait eu un impact négatif sur l'entrée de nouveaux producteurs. La construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité nécessite des investissements en capital important.⁶⁰ En conséquence, un entrant potentiel doit diminuer les risques associés à ces investissements en

⁵⁹ Pour plus d'information sur cet aspect, on peut se référer à la décision EL07-67-00 de la FERC.

⁶⁰ Pour la construction d'une centrale hydroélectrique tel que le projet de Eastmain, les coûts de construction sont de plus de \$4 milliard, les coûts associés de construction de centrale thermique utilisant le gaz naturel sont estimés à plus de 1000\$/KW, etc.

établissant des contrats de long terme avec un grand consommateur. Mais, pour ce faire, il doit nécessairement avoir un accès garanti aux lignes de transport. Bien entendu, puisque Hydro-Québec doit observer l'ordonnance 888 de la FERC, d'un point de vue théorique, la société d'État ne pourrait exercer un pouvoir de marché vertical, car l'accès au réseau doit être libre et non discriminatoire. Cependant, la question de la conformité avec l'ordonnance est en pratique difficile à trancher.

L'accès garanti aux lignes de transmission est indispensable pour les producteurs nucléaire, hydro-électrique, thermique puisqu'ils ont habituellement une grande capacité de production. Mais, est-ce vraiment le cas pour les producteurs d'énergies alternatives (cogénération, éolien, marémotrice, biomasse, etc.)?

Plusieurs projets éoliens et marémoteurs sont présentement en développement sur l'ÎPE et en Nouvelle-Écosse. De plus, le gouvernement fédéral a lancé un projet d'investissement visant le développement de projets de cogénération à partir de la liqueur noire (résidu de la production de pâtes et papiers). Généralement, les producteurs utilisant ces sources d'énergie ne sont pas en mesure de fournir de l'électricité sur une base constante. Ils seraient donc en mesure de compléter des transactions par le biais de réservations interruptibles sur le système OASIS et ainsi trouver preneur sur le marché au comptant de l'ISO NE, du NYISO ou bien, dans l'une ou l'autre des Provinces maritimes.

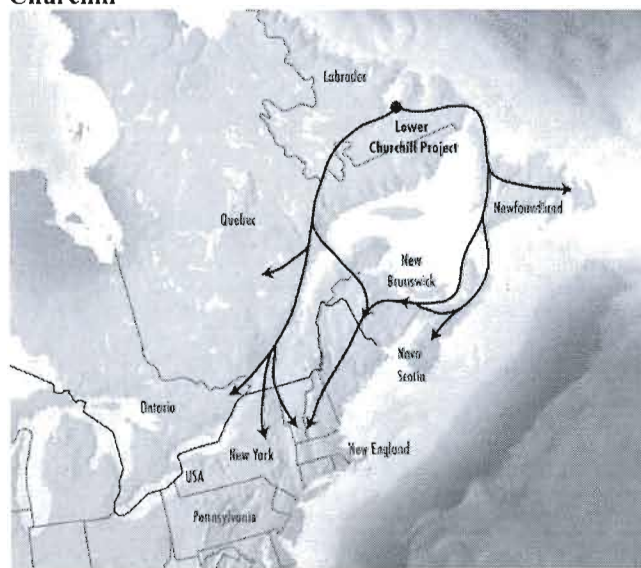
Une transaction entre Hydro-Québec et Énergie NB impliquant la totalité ou une partie importante des actifs de transport de cette dernière n'aurait eu aucun impact sur l'entrée de nouveaux producteurs dans les Maritimes pour trois raisons. Premièrement, il n'y a aucun projet de développement de centrale hydroélectrique, nucléaire ou thermique en vue pour les prochaines années dans ces provinces. Les barrières à l'entrée pour la construction d'une centrale nucléaire sont extrêmement élevés et il ne semble pas y avoir de joueurs intéressés à développer de tels projets

que ce soit sur l'ÎPE, en Nouvelle-Écosse ou au Nouveau-Brunswick. Pour ce qui est des centrales hydroélectriques, les ressources disponibles ont pratiquement toutes été utilisées et celles qui ne le sont pas sont protégées par le gouvernement. En ce qui concerne les centrales thermiques, il n'est question que de fermetures et non de nouvelle mise en service. Deuxièmement, les projets de production électrique à partir de sources renouvelables ont une très grande valeur sur le marché domestique et l'électricité en surplus pourrait être exportée facilement. Troisièmement, une transaction impliquant la presque totalité des droits garantis de transmission au Nouveau-Brunswick n'aurait aucun impact sur les petits producteurs d'électricité intermittente, puisqu'ils n'ont pas une capacité de production suffisante.

Donc, le seul impact que la transaction entre Hydro-Québec et Énergie NB aurait pu avoir aurait visé NHL à Terre-Neuve, un entrant potentiel ayant une très grande capacité de production. En effet, le développement du Bas Churchill aurait pu être compromis par une telle transaction puisqu'elle aurait rendu plus qu'incertain l'accès de NHL aux lignes de transmission sous le contrôle d'Hydro-Québec.

Tel qu'illustré à la Figure VI, NLH a deux options afin de trouver des débouchés économiques intéressants pour l'électricité produite au Bas Churchill. Bien que, sur les plans politique, économique et environnemental, il serait intéressant pour Terre-Neuve-et-Labrador de diminuer la dépendance au charbon et au

Figure VI: Transmission potentiel à partir du Bas Churchill



Source: NEB, *Canada's Energy Future; Infrastructure Changes and Challenges to 2020*, Octobre 2009

pétrole dans la production d'électricité en utilisant une partie de la production du Bas Churchill pour la consommation domestique, la production excédentaire devrait être acheminée sur les marchés lucratifs de l'Ontario, de la Nouvelle-Angleterre et de New York. Pour ce faire, NLH aurait deux options.

La première consisterait à faire transiter l'électricité par l'interconnexion existante avec le Québec. Mais, Hydro-Québec s'est objecté (avec succès devant la Régie de l'énergie du Québec) à cette solution, à moins d'être compensé adéquatement. Après avoir suivi les procédures établies dans le guide du transporteur,⁶¹ Transénergie a demandé à NLH une somme de plus de 3 milliards de dollars afin de développer les capacités nécessaires pour faire transiter l'énergie produites au Bas Churchill par le réseau québécois jusqu'aux États-Unis. La seconde option de NLH serait de trouver des partenaires économiques afin de développer une ligne de transmission terrestre et sous-marine entre le Labrador et la Nouvelle-Écosse. Cette option serait beaucoup plus coûteuse que la première, si l'on se fie au coût de développement du projet NorNed en Europe, ou encore aux estimations effectuées par Manitoba Hydro pour la construction d'une nouvelle ligne de transmission sous le lac Winnipeg. Les coûts de construction des lignes de transmission sous-marines de haut voltage à courant continu de 1000 MW atteindraient plus de 740 000 dollars par kilomètre et, les coûts associés aux transformateurs seraient de plus de 600 million l'unité. Selon le tracé emprunté par une telle ligne, les coûts totaux se chiffreraient à plus de 4 milliards. Bien que beaucoup plus coûteuse, cette option pourrait tout de même rester économiquement attrayante pour l'ensemble des Provinces maritimes et des États du nord-est des États-Unis.

⁶¹ Selon les normes établies par la FERC, un transporteur ne peut refuser l'accès à son réseau de transport à un producteur. Cependant, si les quantités en cause sont importantes, le transporteur doit produire une étude sur la capacité du système d'accueillir ce surplus d'électricité. Advenant la nécessité de développer des infrastructures additionnelles ou d'augmenter la capacité déjà existante, le transporteur peut exiger une compensation financière afin d'effectuer ces travaux.

Cependant, pour ce faire, il faut qu'il y ait une capacité excédentaire sur le réseau de transmission du NBSO. Or, c'est actuellement le cas. Selon les études d'impact sur le système réalisées par Énergie Nouveau-Brunswick l'année dernière, le système du NBSO pourrait facilement faire transiter l'électricité produite au Bas Churchill jusqu'aux États-Unis. Mais Hydro-Québec, grâce à sa très grande capacité de production jumelée à la diversité de ces actifs de production, aurait pu utiliser le réseau à pleine capacité, limitant l'accès à la transmission de l'électricité du Labrador aux États-Unis et augmenter ainsi les risques financiers associés à la construction de Muskrat Fall et Gull Island. Malgré cela, il faut noter qu'il y a énormément d'incertitude entourant le développement du Bas Churchill et que dans un avenir rapproché, ni Muskrat Fall ni Gull Island ne sera en mesure de fournir des quantités importantes d'électricité aux marchés des Maritimes ou du nord-est américain.

L'analyse qualitative que nous venons d'effectuer ne permet pas de conclure que l'expansion du marché géographique découlant de l'acquisition de certains actifs d'Énergie NB par Hydro-Québec entraînerait une augmentation significative du pouvoir de marché de cette dernière, pour trois raisons.

Premièrement, Hydro-Québec ne pourrait affecter les prix sur le marché comptant dans le nord-est des États-Unis, puisque les quantités d'énergie disponible pour l'exportation sont grandement limitées par les contrats d'approvisionnement de long terme que la société d'État doit honorer. Les quantités additionnelles disponibles pour l'exportation sont généralement offertes à un prix qui est très près du coût marginal de production de cette dernière. De plus, il est arrivé à quelques occasions dans le passé que des producteurs d'électricité américains se plaignent du comportement anticoncurrentiel d'Hydro-Québec auprès de la FERC mais, dans toutes ses décisions, cette dernière n'a jamais reconnu Hydro-Québec coupable de manipulation de l'offre dans le but d'affecter les prix.

Deuxièmement, l'acquisition de certains actifs d'Énergie NB ne permettrait pas à Hydro-Québec d'exercer un pouvoir de marché sur l'ensemble des Provinces maritimes puisque les quantités importées par ces dernières (qui ne sont pas couvertes par des contrats de long terme) sont relativement minime. Par exemple, la Nouvelle-Écosse importe seulement 5 % de sa demande domestique. L'Île-du-Prince-Édouard, quant à elle, importe une faible quantité d'électricité qui est déterminé par le prix du marché sur le marché au comptant de la Nouvelle-Angleterre.

Troisièmement, Hydro-Québec ne pourrait se servir de ses droits de transmission pour limiter l'accès à une autre entreprise et ainsi affecter les prix, puisqu'aucun joueur n'a la capacité, à l'heure actuelle, d'exporter des quantités importantes d'électricité au sud de la frontière canado-américaine. De plus, il y a énormément d'incertitude qui entoure le seul projet de développement hydroélectrique d'envergure dans l'est du pays ce qui diminue la probabilité d'un entrant potentiel.

Il s'en suit que, dans les différents tests de scénarios qui seront présentés au chapitre 4, il ne sera pas nécessaire d'inclure une variation positive des prix qui serait associée à une augmentation du pouvoir de marché d'Hydro-Québec.

CHAPITRE III

PRÉSENTATION DU MODÈLE, DES RÉSULTATS ET DES DONNÉES.

Avant de décrire plus en détail le modèle d'estimation de la demande d'énergie permettant d'obtenir des mesures d'élasticité-prix propre et croisé, rappelons que notre objectif premier était précisément d'estimer les demandes d'énergie pour le Québec dans le but d'effectuer des tests de scénarios. Afin d'arriver à une estimation adéquate, il était nécessaire d'obtenir des données pour tous les types de consommateurs (résidentiel, institutionnel et commercial et industriel). Après plusieurs tentatives auprès des autorités compétentes,⁶² il nous a été impossible d'obtenir les données désagrégées pour les différents types de consommateurs industriel afin d'effectuer une estimation adéquate des demandes du secteur industriel.

Le présent chapitre propose tout d'abord une revue de la littérature sur la demande d'énergie, suivie d'une présentation des modèles théoriques permettant l'estimation de la demande d'énergie pour les trois types de consommateurs. De plus, ce chapitre offre une description détaillée des données publiques utilisées pour effectuer l'estimation des demandes pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial ainsi qu'une discussion sur l'analyse statistique et une présentation des résultats économétriques obtenus suite à l'estimation des modèles de demande d'énergie.

⁶² Nous avons rencontré la Régie de l'Énergie du Québec sans succès. De plus, nous avons essayé d'obtenir des données pour le secteur industriel directement par le biais du département d'analyse économique d'HQ sans plus de succès. L'Association des grands consommateurs d'électricité du Québec nous a offert son aide, mais nous avons décidé de ne pas utiliser cette avenue.

3.1 Le modèle de demande d'énergie; revue de la littérature

Bien que la demande d'énergie ait fait l'objet d'un très grand nombre d'études, les modèles mis de l'avant depuis la crise pétrolière des années 70 sont tous très semblable. De façon générale, la quantité d'énergie demandée dans le secteur résidentiel est fonction de son propre prix, du prix de ses substituts et du revenu du secteur. Pour les consommateurs commerciaux et industriels, la demande dépend de son propre prix, des prix des inputs substituts et compléments et soit de l'output (dans le cas d'une demande conditionnelle de facteur), soit du prix de l'output (dans le cas d'une demande non conditionnelle de facteur).

L'ajustement dynamique à l'équilibre est, de plus, pris en compte par l'inclusion de la variable endogène retardée. Par exemple

« To this basic model an additional assumption of partial equilibrium is made which is incorporated through inclusion of a lagged quantity variable in each equation »⁶³

Ce qui permet, du même coup, de tenir compte de la rigidité de l'exploitation de la ressource. De plus, la grande majorité des auteurs ont pris en considération les recommandations de Taylor (1975) concernant les termes d'erreurs de ce type d'équation :

« (...) greater attention should be paid to the structure of the error term in the studies of the demand for electricity when combine time-serie and cross-sectionnal data are used. »⁶⁴

Balestra and Nerlove⁶⁵ avait fait sensiblement le même commentaire pour les modèles de demande de gaz naturel.

⁶³BEIERLEIN *et al.* *The Demand for Electricity and Natural Gas in the Northeast United States*, Pennsylvania State Institute for Research on Land and Water Resources, pp 12, 1980.

⁶⁴TAYLOR Lester D, « The Demand for Electricity: A Survey », *Bell Journal of Economics* (1976) pp

Au cours des dernières années le modèle qui a été privilégié pour l'étude de la situation au Québec est celui de Jean-Thomas Bernard *et al.* dans leur plus récent article⁶⁶, ces auteurs démontrent la pertinence du modèle de Arsenault, Bernard, Carr & Genest-Laplane (1995), Gately & Huntington (2002) et Griffin & Schulman (2005) ont utilisé pour estimer la demande totale d'énergie ainsi que la demande de chaque source d'énergie pour une région donnée.

Bien que le modèle de demande totale d'énergie puisse être appliqué à l'ensemble de l'économie, une spécification sectorielle est pertinente puisqu'elle permet une décomposition de la demande, ce qui permet une meilleure interprétation des dynamiques en équilibre partiel ainsi qu'une meilleure capacité de prévision à court terme comme à long terme. De façon générale, le modèle utilisé par ces auteurs est divisé en trois secteurs (résidentiel, institutionnel et commercial et industriel). La demande totale est ensuite obtenue par addition de ces trois secteurs.

Comme le dit Bernard : « *La modélisation de la demande totale d'énergie avec possibilité de substitution entre les sources d'énergie procède à deux niveaux : au premier niveau (agrégé), la demande totale d'énergie mesurée en joules est exprimée comme fonction de sa valeur retardée, du prix réel agrégé de l'énergie, du revenu réel et des degrés-jours de chauffage. Au second niveau (désagrégé), les parts de marché obtenue par chaque source d'énergie [charbon, électricité, gaz naturel et pétrole] sont fonction de la valeur retardée de la part de marché correspondant et des prix relatifs des sources d'énergie.* »⁶⁷

⁶⁵BALESTRA Pietro et Marc Nerlove, « Pooling Cross Section and Time Series Data in estimation of Dynamic Model : The Demand for Natural Gas », *Econometrica*, vol 34, 1966

⁶⁶BERNARD *et al.* « Finite Sample Inference Methods for Dynamic Energy Demand Model », *Journal of Applied Econometrics*, vol.22, pp.1211-1226, 2007

⁶⁷BERNARD, J.-T. « Un modèle intégré de la demande totale d'énergie; application à la province de Québec », Université Laval, GREEN, pp 12, 2000

L'introduction de la variable retardée est indispensable, puisqu'elle permet de capter l'ajustement dynamique. De façon plus précise, l'usage de l'énergie requiert l'utilisation d'équipements complémentaires et les délais d'ajustement des consommateurs suite à des variations de prix ou de revenu peuvent s'échelonner sur une période plus ou moins longue.

3.2.1 Description générale du modèle de demande d'énergie

De façon générale, le modèle intégré de demande totale d'énergie suggéré par Bernard peut être exprimé ainsi :

1. $MS_{it} = f(MS_{it-1}, PEL_t / PGN_t, PP_t / PGN_t)$ forme semi-logarithmique pour les prix relatifs des sources d'énergies
2. $PEN_t = \sum (MS_{it} \cdot P_{it})$
3. $EN_t = h(EN_{t-1}, PEN_t / PI_t, Y_t, DJ_t)$ forme logarithmique
4. $Q_{it} = MS_{it} \cdot EN_t$

où

i = Électricité (EL), Gaz Naturel (GN) et Pétrole (P)

MS_{it} = Part de marché (%) détenue par source d'énergie i à l'année t

PEN_t = Prix (\$/joule) de l'énergie totale à l'année t

P_{it} = Prix (\$/joule) de la source d'énergie totale i à l'année t

EN_t = Consommation d'énergie totale (joules) à l'année t

PI_t = Indice général des prix à l'année t

Y_t = Revenu réel à l'année t ; variable d'activité⁶⁸

DJ_t ⁶⁹ = Degrés-jours de chauffage à l'année t

Q_{it} = Consommation d'énergie (joules) de la source i à l'année t

⁶⁸ Pour le secteur institutionnel et commercial le PIB commercial sera utilisé comme variable d'activité

⁶⁹ « Les degrés-jours d'une journée représentent l'écart négatif ou positif, en degrés Celsius, qui sépare la température moyenne d'une valeur de base donnée. Par exemple, les degrés-jours de chauffe sont le nombre de degrés inférieurs à 18 °C. Si la température est égale ou inférieure à 18 °C, ce nombre sera nul. Les valeurs supérieures ou inférieures à la base de 18 °C servent d'habitude à estimer les besoins en chauffage et en climatisation des bâtiments. »

<http://www.climate.weatheroffice.ec.gc.ca>, Environnement Canada.

Comme le résume Bernard : « *Les expressions 1 à 4 constituent le modèle intégré à 2 niveaux de la demande totale d'énergie et de sa décomposition par source. Les équations de part (1) détenues par chaque source d'énergie dans la demande totale incorporent les possibilités de substitution entre les sources d'énergie sur la base de leurs prix relatifs.* ».⁷⁰ Les équations de parts de marché permettent ensuite de calculer le prix de l'énergie totale (PEN_{it}), comme la moyenne pondérée des prix des différentes sources d'énergie (2). Jumelé à d'autres variables explicatives, ce prix agrégé sert à l'estimation de la demande d'énergie totale. Bien que l'introduction de la variable retardée permette de capter l'effet de l'ajustement dynamique, il est important de noter que son introduction dans les équations 1 et 3 permet d'apporter une correction pour l'autocorrélation. Les équations 1 et 3 sont par la suite combinées afin d'obtenir la demande d'énergie par source (4).

Bernard souligne que ce modèle intégré à deux niveaux fournit un outil simple pour les simulations où les effets de substitution entre les différentes sources d'énergie (1) et entre l'énergie totale et la demande des autres biens (3) sont pris en compte explicitement. De plus, le revenu des différents secteurs est une variable clé dans l'analyse puisqu'il influence directement la consommation d'énergie. Les quatre prix relatifs par secteur et le revenu réel sont des variables exogènes qui déterminent la consommation d'énergie. Finalement, les variables retardées sont aussi des variables explicatives d'une très grande importance.

Les équations 1 prennent une forme semi-logarithmique et nécessitent quelques restrictions, puisqu'elles représentent la partition de la demande totale entre les différentes sources d'énergie. Les restrictions mises de l'avant par les auteurs sont les suivantes :

⁷⁰BERNARD, J.-T. « Un modèle intégré de la demande totale d'énergie; application à la province de Québec » Université Laval, GREEN, pp.13, 2000

- i. *chaque équation de part de marché détenue par une source d'énergie est homogène de degré zéro dans les prix des sources d'énergie; cette hypothèse découle de la théorie de la demande.*
- ii. *le coefficient de la part retardée pour chaque équation est le même pour chaque équation; cette hypothèse découle d'un choix économétrique pour être en mesure d'identifier la structure de retard et corriger pour l'autocorrélation.*
- iii. *l'effet du prix de la source i sur la part de marché détenue par la source j est le même que l'effet du prix de la source j sur la part de la source i; cette hypothèse découle de la théorie de la demande.*
- iv. *la somme des composantes et du coefficient commun des parts retardées est égale à l'unité.⁷¹*

3.2.2 Description détaillée du modèle par type de consommateur

.1 Spécification du modèle pour le secteur résidentiel

La demande d'énergie du secteur résidentiel repose sur l'hypothèse d'un ménage représentatif. Bien que ce type de représentation ait l'avantage d'être très simple, il souffre de certaines lacunes. Par exemple, le ménage représentatif esquivé la question de la composition du ménage.⁷² Un ménage composé de deux adultes et un enfant en bas âge consommera moins d'énergie qu'un ménage composé de deux adultes et trois enfants. Néanmoins, pour le secteur résidentiel, on se concentre sur la consommation d'énergie par ménage indépendamment de la composition du ménage. « *La division de la demande par le nombre de ménages est ici possible grâce à la très grande homogénéité du secteur et nous donne par le fait même une équation plus souple, nous permettant de mieux isoler les effets des variables explicatives sur la*

⁷¹ Pour plus d'information sur les restrictions i à iv, voir BERNARD, J.-T. « Un modèle intégré de la demande totale d'énergie; application à la province de Québec » Université Laval, GREEN, pp.13, 2000

⁷² STATZU, Vania et Elisabetta Strazzerà, « A Panel Data Analysis of Electric Consumption in the Residential Sector », CRENOS, 2008

demande. »⁷³ Ceci étant dit, il est utile d'inclure une mesure d'inégalité de revenu dans l'équation de demande totale d'énergie pour le secteur résidentiel afin de capter les différences possibles dans l'effet revenu selon le niveau de revenu. La société québécoise, tout comme la société canadienne, voit sa répartition du revenu changer. Or, bien des études économiques ont démontré dans le passé que la consommation d'électricité peut être sensible à cette répartition.⁷⁴ Par exemple, une augmentation des inégalités de revenu pourrait se traduire par une augmentation de la demande totale d'énergie, ce qui pourrait avoir une incidence appréciable sur la demande totale. Ensuite, il faut envisager d'inclure dans le modèle une variable de conjoncture afin de capter les effets des cycles économiques. En même temps, la consommation d'énergie pour le secteur résidentiel est indéniablement liée à la composition par âge des ménages. Il est donc intéressant d'inclure une variable permettant de capter l'évolution démographique dans le modèle. Après consultation⁷⁵, nous avons conclu qu'un indicateur des mises en chantier (MC) pourrait servir à capter les deux effets soit, celui des cycles économiques et celui de la croissance démographique.

A. Demande d'énergie pour le secteur résidentiel

$$\ln[EN_t/HH_t] = \alpha_0 + \alpha_1 \ln[EN_{t-1}/HH_{t-1}] + \alpha_2 \ln PEN_t + \alpha_3 \ln[R_t/HH_t] + \alpha_4 \ln DJ_t - \alpha_1 \alpha_4 \ln DJ_{t-1} + \alpha_5 \ln Gini_t + \alpha_6 \ln MC_t + \varepsilon_t$$

« La demande totale d'énergie par ménage (EN_t/HH_t) est spécifiée comme une fonction de sa valeur retardée (EN_{t-1}/HH_{t-1}), du prix réel de l'énergie (PEN_t), du revenu réel disponible (R_t/HH_t) et des degrés-jours de chauffage de l'année en cours

⁷³ BERNARD *et al.*, *Modèle de prévision de la demande d'énergie au Québec: secteur résidentiel*, Rapport final soumis à Hydro-Québec, pp4, novembre 1999

⁷⁴ BERNARD *et al.*, « La Régressivité de la Tarification de l'Électricité selon le Coût Marginal », *Analyse de Politique*, Vol 21, no 4, Décembre 1999.

⁷⁵ Nous remercions le Professeur Yvon Fauvel de l'Université du Québec à Montréal et monsieur Dufresne d'Hydro-Québec

(DJ_t).»⁷⁶ Bernard (1995; 1999), note que la spécification non linéaire du coefficient de la variable retardée des degrés-jours (DJ_{t-1}) assure que les variations de la température par rapport à la normale ne se répercutent que durant l'année où elles surviennent.⁷⁷ Cette équation est estimée à l'aide de la méthode de moindres carrés ordinaires (MCO). La régression par MCO suppose que les erreurs ne sont pas corrélées. En formulant la relation économétrique comme une relation entre les niveaux des séries temporelles non stationnaires, on court le danger de mesurer des corrélations dues à la tendance de longue période. En introduisant la variable retardée, on s'assure à la fois de corriger pour l'autocorrélation et de capter l'ajustement dynamique dans le temps. De plus, les restrictions sur le coefficient de la variable retardée nous permettent de nous assurer de la stabilité de la structure d'erreur.

Selon les hypothèses effectuées, les signes des coefficients devraient satisfaire les inégalités suivantes :

$\alpha_1 : 0 < \alpha_1 < 1$ Stabilité de la structure d'erreur

$\alpha_2 : \alpha_2 < 1$ bien ordinaire

$\alpha_3 : 0 < \alpha_3$ bien normal

$\alpha_4 : 0 < \alpha_4 < 1$

$\alpha_5 : 0 < \alpha_5 < 1$

$\alpha_6 : 0 < \alpha_6$

B. Parts de marché

Les équations relatives aux parts de marché sont les mêmes pour les consommateurs résidentiels et institutionnels et commerciaux. Elles sont présentées ci-dessous pour le secteur résidentiel, et ne feront donc pas l'objet d'attention particulière dans la section portant sur le secteur commercial. Puisque les équations de parts de marché sont

⁷⁶ Bernard *et al.*, *Modèle de prévision de la demande d'énergie au Québec: secteur résidentiel*, Rapport final soumis à Hydro-Québec, pp5, novembre 1999

⁷⁷ Ibid.

interdépendantes, l'estimation est effectuée à l'aide de la méthode des régressions sans lien apparent (SUR). Les équations de parts de marché à estimer sont les suivantes pour le secteur résidentiel et commercial :

$$MSEL_t = \beta_{11} + \beta_{21}MSEL_{t-1} + \beta_{31}\ln[PEL_t/PG_t] + \beta_{41}\ln[PP_t/PG_t] + U_{1t}$$

$$MSP_t = \beta_{12} + \beta_{21}MSP_{t-1} + \beta_{41}\ln[PEL_t/PG_t] + \beta_{42}\ln[PP_t/PG_t] + U_{2t}$$

$$MSG_t = 1 - (MSEL_t + MSP_t)$$

Les hypothèses apportées conduisent aux restrictions suivantes sur les coefficients :

$\beta_{21} : 0 < \beta_{21} < 1$ ($\beta_{21} = (1-\delta)$ où δ est le coefficient d'ajustement partielle de la part de marché réalisé e vers la part désirée.)

$\beta_{31} : \beta_{31} < 0$

$\beta_{41} : 0 < \beta_{41}$

$\beta_{42} : \beta_{42} < 0$

.2 Spécification du modèle pour le secteur institutionnel et commercial

Le secteur institutionnel et commercial comprend une multitude d'entreprises bien différentes les unes des autres soit, toutes celles qui n'ont pu être associées au secteur industriel. Cela inclut, par exemple, l'éclairage de rue et les institutions gouvernementales. Le secteur institutionnel comprend, les hôpitaux, les commissions scolaires, les institutions d'enseignement, tous les ministères et les agences gouvernementales.

A. Demande d'énergie pour le secteur institutionnel et commercial

Le modèle de demande d'énergie du secteur institutionnel et commercial est très semblable à celui du secteur résidentiel. La principale différence repose sur la demande totale d'énergie, qui est représentée par l'équation suivante :

$$\ln EN_t = \alpha_0 + \alpha_1 \ln EN_{t-1} + \alpha_2 \ln PEN_t + \alpha_3 \ln PIBC_t + \alpha_4 \ln DJ_t - \alpha_1 \alpha_4 \ln DJ_{t-1} + \varepsilon_t$$

Donc, tout comme dans le cas précédent, l'équation prend une forme logarithmique et la demande totale d'énergie est spécifiée en fonction de sa valeur retardée, du prix réel de l'énergie, d'une mesure d'activité réelle du secteur commercial ($PIBC_t$) pour la période t ainsi que de la variable degrés-jours de chauffage. L'introduction de la variable retardée EN ainsi que le terme non linéaire introduit sur le coefficient de la variable retardée DJ sont toujours nécessaires pour les mêmes raisons que mentionnées précédemment. Dans cette équation de demande d'énergie on pourrait envisager l'introduction d'une variable de tendance puisque la croissance tendancielle influe sur la demande d'énergie. En effet, inclure une variable de tendance permettrait de capter les effets des changements technologiques sur la demande d'énergie.

Tel qu'indiqué plutôt, les équations de parts de marché sont les mêmes que celles du secteur résidentiel.

.3 Spécification du modèle pour le secteur industriel

Le secteur industriel est beaucoup plus homogène que le secteur commercial. Cependant, certaines industries dominent ce secteur : pâtes et papiers, transformation de métaux, aluminium. La majorité des modèles de demande d'énergie décomposent ce secteur en trois sous-groupes : petits, moyens et grands consommateurs d'énergie totale. Cette stratégie d'estimation est employée parce que les données publiquement disponibles ne permettent pas une décomposition par type d'industrie. Une division par type d'industrie (plutôt qu'une division par niveau de consommation) permettrait d'obtenir les mesures d'élasticité-prix propre et croisée et d'observer directement l'impact des scénarios proposés dans le chapitre 4 sur les industries clés du Québec. Le modèle proposé pour le secteur industriel ne pourra donc faire cette distinction

entre les sous-secteurs. Le modèle plus conventionnel retenu aura des limites non négligeables.

A. Demande d'énergie pour le secteur industriel.

La demande totale d'énergie pour le secteur industriel repose sur les mêmes variables explicatives que celles des deux secteurs précédents. Elle prend la forme :

$$\ln EN_t = \alpha_0 + \alpha_1 \ln EN_{t-1} + \alpha_2 \ln PEN_t + \alpha_3 \ln PIBI_t + \alpha_4 \ln PMP_t + \varepsilon_t$$

La forme de l'équation demeure la même mais elle exclut la variable degrés-jours parce que le chauffage constitue un ingrédient négligeable dans la production industrielle. La demande totale d'énergie dépend de la demande totale d'énergie de la période précédente, du prix relatif de l'énergie ainsi que d'une mesure d'activité réelle du secteur industriel, soit le produit intérieur brut industriel ($PIBI_t$). On pourrait aussi introduire des variables qui refléteraient l'influence et les forces particulières des industries clés comme les pâtes et papiers, la transformation des métaux et l'aluminium au sein du secteur industriel. Le modèle pourrait aussi inclure une variable de prix relatif de certaines matières premières (PMP_t) ou autre indice de prix relatif (excluant l'énergie et les aliments). Il serait aussi intéressant de tester l'influence de variables conjoncturelle d'emploi ou de production.

Les hypothèses concernant les coefficients sont les mêmes que celles mentionnées dans les deux sections précédentes.

B. Parts de marché

Les équations de parts de marché sont spécifiées sous une forme semi-logarithmique et devraient satisfaire les inégalités mentionnées précédemment (voir les conditions i) à iv) de la section 3.2.1 :

$$\begin{aligned}
MSEL_t &= \beta_{11} + \beta_{21}MSEL_{t-1} + \beta_{31}\ln[PEL_t/PG_t] + \beta_{41}\ln[PP_t/PG_t] + \beta_{61}\ln[PC_t/PG_t] + U_{1t} \\
MSP_t &= \beta_{12} + \beta_{21}MSP_{t-1} + \beta_{41}\ln[PEL_t/PG_t] + \beta_{42}\ln[PP_t/PG_t] + \beta_{62}\ln[PC_t/PG_t] + U_{2t} \\
MSC_t &= \beta_{13} + \beta_{21}MSC_{t-1} + \beta_{61}\ln[PEL_t/PG_t] + \beta_{62}\ln[PP_t/PG_t] + \beta_{63}\ln[PC_t/PG_t] + U_{2t} \\
MSG_t &= 1 - (MSEL_t + MSP_t + MSC_t)
\end{aligned}$$

Il faut noter une différence importante entre les équations de parts de marché développées précédemment pour les secteurs résidentiel et institutionnel et commercial et les équations de parts de marché présenté ici pour le secteur industriel. Cette différence est l'hypothèse qui a été faite d'une demande nulle de charbon dans la demande totale d'énergie des deux secteurs précédent. Bien que le charbon ne soit pas une source d'énergie très importante pour le secteur industriel au Québec, il n'est cependant pas totalement négligeable. Son inclusion dans l'analyse des parts de marché du secteur industriel permettra d'étudier l'élasticité de substitution entre cette source et les autres sources d'énergie du secteur.

Les hypothèses adoptées conduisent aux restrictions suivantes sur les coefficients :

$\beta_{21} : 0 < \beta_{21} < 1$ ($\beta_{21} = (1-\delta)$ où δ est le coefficient d'ajustement partielle de la part de marché réalisé e vers la part désirée.)

$\beta_{31} : \beta_{31} < 0$

$\beta_{41} : 0 < \beta_{41}$

$\beta_{42} : \beta_{42} < 0$

$\beta_{61} : 0 < \beta_{61}$

$\beta_{62} : 0 < \beta_{62}$

$\beta_{63} : \beta_{63} < 0$

3.3 Présentation des données et des résultats

Les données sur la consommation d'électricité pour les secteurs résidentiel et institutionnel et commercial sont relativement faciles à obtenir. Il en va autrement

pour les données du secteur industriel. Ces dernières sont le plus souvent maintenues secrètes. Car, d'une part, les coûts de production sont un élément de concurrence important entre les joueurs. Une légère différence peut avoir un impact non négligeable sur la compétitivité de l'une par rapport aux autres firmes. Et, d'autre part, il est possible que, dans les faits, les prix chargés par Hydro-Québec varient d'un consommateur industriel à l'autre.

Dans les sections 3.3.1 et 3.3.2, nous présenterons les données publiques similaires aux données privées obtenues et qui ont été utilisées afin de reproduire les estimations de demande d'énergie selon les modèles économétriques décrits ci-dessus. Nous présenterons les résultats économétriques dans les sections 3.4.1 et 3.4.2 et les tests usuels obtenus pour l'estimation de la demande pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial à la section 3.5 de ce chapitre. Étant donné la difficulté d'obtenir des données pour effectuer une estimation adéquate de la demande d'énergie pour le secteur industriel et, puisque les mesures d'élasticité obtenues à partir de données privées étaient très comparables à celles obtenues par le Professeur Bernard, nous avons donc décidé de ne pas ré-estimer les mesures d'élasticité pour ce secteur.

3.3.1 Données utilisées pour le secteur résidentiel

Afin d'estimer les paramètres des équations de demande totale d'énergie et des parts de marché pour le secteur résidentiel (qui comprend le secteur domestique et agricole), nous avons eu recours à différentes sources de données dont Statistique Canada, l'Institut de la statistique du Québec et Environnement Canada (Service météorologique du Canada pour la région du Québec).

.1 Consommation d'énergie

Les données sur la consommation d'électricité, de gaz naturel et de produit pétrolier proviennent des tableaux 128-0002 (pour la période 1979-2001) et 128-009 (pour la période 2002-2007). De façon plus précise, nous avons utilisé les matrices suivantes :

Électricité : Cansim matrices v621394, v621394 et v32448911, v32448912

Gaz Naturel : Cansim matrices v621392, v621397 et v32448859, v32448860

Produit pétroliers : Cansim matrices v621148, v621150, v621151, v621153, v621154, v621155 et v32449047, v32449048, v32449114, v32449115, v32449149 v32449150

.2 Prix de l'énergie

Les données portant sur les prix de l'énergie sont généralement exprimées en unités de mesure naturelles, elles ont donc été converties en unités de mesure thermiques en utilisant les facteurs de conversion appropriés. Ces données proviennent de la base de données de Statistique Canada. Pour les prix de l'électricité, les données ont été obtenues des tableaux 3 et 4 du catalogue 57-202 (selon l'année de publication) pour l'ensemble de la période à l'étude.

Les données sur les prix du gaz naturel ont été obtenues en utilisant le ratio recettes totales (\$) sur ventes totales (m^3) et proviennent du tableau 129-0003 (Cansim matrice v47721 et v47745). Ces données couvrent l'ensemble de la période à l'étude.

Les données sur les prix des produits pétrolier, proviennent des catalogues 57-506 et 57-208, ainsi que les catalogues 57-601 (tableau 2) et 62-011 (tableau 10). Puisque les données ne couvrent pas l'ensemble de la période, nous avons ajusté l'ensemble des prix des produits pétroliers (mazout pour le chauffage, mazout léger et mazout lourd) par l'indice de prix provenant du tableau 329-0065. Il faut noter qu'il n'y a pas d'indice de prix pour le secteur résidentiel, nous avons donc eu recours à l'indice de

prix industriel (2002=1,00). Les matrices utilisées pour les indices de prix sont les suivantes :

Mazout pour le chauffage; Cansim matrice v53434448

Mazout léger : Cansim matrice v53434449

Mazout lourd : Cansim matrice v53434450

.3 Revenu personnel disponible et nombre de ménages

Les données sur le revenu personnel disponible proviennent des tableaux Cansim 384-0035 (matrice v508889) et 384-0012 (matrice v691646). Pour obtenir les observations en dollars réels de 2002, nous avons divisé les valeurs en dollars courants par l'indice des prix à l'inflation.

Les données sur le nombre de ménages proviennent directement des estimations d'Hydro-Québec tel que présenté par Professeur Bernard dans l'ouvrage intitulé *Modèle de prévision de la demande d'énergie au Québec* et couvrent la période 1979-1997. Nous avons eu recours aux données de l'Institut de la statistique du Québec sur les perspectives démographiques afin de compléter les observations jusqu'en 2007.

4. Degrés-jours de chauffages

Les données degrés-jours proviennent de la base de données d'Environnement Canada. Cependant, Environnement Canada ne produit pas d'observations pour l'ensemble de la province. Nous avons donc utilisé la moyenne pour la ville de Québec et la ville de Montréal sur l'ensemble de la période (1979-2007). Les observations ont été normalisées en les divisant par la moyenne des 28 années.

.5 Indice des prix hors énergie (2002=1,00)

L'indice des prix hors énergie provient du tableau Cansim 326-0020 matrice v41691914

3.3.2 Données utilisées pour le secteur institutionnel et commercial

Afin d'estimer les paramètres des équations de demande totale d'énergie et des parts de marché pour le secteur institutionnel et commercial (qui comprend le secteur institutionnel ainsi que l'ensemble des industries des services), nous avons eu recours aux données de Statistique Canada et d'Environnement Canada (Service météorologique du Canada pour la région du Québec).

.1 Consommation d'énergie

Les données sur la consommation d'électricité, de gaz naturel et de produit pétrolier proviennent des tableaux 128-0002 (pour la période 1979-2001) et 128-0009 (pour la période 2002-2008). De façon plus précise, nous avons utilisé les matrices suivantes :

Électricité : Cansim matrices v621404, v621409 et v32448913, v32448914

Gaz Naturel : Cansim matrices v621402, v621407 et v32448861, v32448862

Produit pétroliers : Cansim matrices v621159, v621161, v621162, v621167, v621169, v621170 et v32449049, v32449050, v32449116, v32449117, v32449151, v32449152

.2 Prix de l'énergie

Les données portant sur les prix de l'énergie pour le secteur institutionnel et commercial sont généralement exprimées en unités de mesure naturelles. Elles ont donc été transposées en unités de mesure thermiques en utilisant les facteurs de conversion appropriés tout comme dans le cas du secteur résidentiel. Pour les prix de l'électricité, les données ont été obtenues des tableaux 3 et 4 du catalogue 57-202 (selon l'année de publication) pour l'ensemble de la période à l'étude.

Les données sur les prix du gaz naturel ont été obtenues en utilisant le même calcul que celui utilisé pour le secteur résidentiel et proviennent du tableau 129-0003, matrice v47713 et v47737. Ces données couvrent l'ensemble de la période à l'étude.

Les données sur les prix des produits pétrolier, proviennent des catalogues 57-506 et 57-208, ainsi que les catalogues 57-601 (tableau 2) et 62-011 (tableau 10). Tout comme dans le cas du secteur résidentiel, les données ne couvrent pas l'ensemble de la période et nous avons ajusté l'ensemble des prix des produits pétroliers par l'indice de prix provenant du tableau 329-0065. Les matrices utilisées pour les indices de prix sont les mêmes que celles utilisées pour le secteur résidentiel.

.3 Produit Intérieur Brut Commercial.

Nous avons obtenu les données sur le PIB commercial pour la province du Québec de 1984 à 2007 en faisant la sommation du PIB de l'industrie des services et en y incluant l'administration publique. Ces données proviennent du tableau 379-0025. Afin d'obtenir les observations pour l'ensemble de la période, nous avons utilisé les estimations d'Hydro-Québec tel que présentées par Professeur Bernard et qui couvrent la période 1979-1997.

Les matrices Cansim que nous avons utilisées pour construire la variable PIBC sont les suivantes : v3825711, v3825712, v3825713, v3825720, v3825724, v3825731, v3825732, v3825735, v3825738, v3825741, v3825742, v3825748.

.4 Degrés-jours de chauffages

Les données sont les mêmes que pour le secteur résidentiel.

.5 Déflateur du PIB Commercial (2002=1,00)

Les données utilisées pour la variable PIBC provient du tableau Cansim 326-0020 matrice v41691902

3.4 Résultats Économétrique

Dans cette section, nous présentons les résultats économétriques de l'estimation des demandes d'énergie pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial.

3.4.1 Secteur Résidentiel

Tableau 9: Modèle de demande total d'énergie; secteur résidentiel

$\ln[EN_t/HH_t] = \alpha_0 + \alpha_1 \ln[EN_{t-1}/HH_{t-1}] + \alpha_2 \ln PEN_t + \alpha_3 \ln[R_t/HH_t] + \alpha_4 \ln DJ_t - \alpha_1 \alpha_4 \ln DJ_{t-1} + \varepsilon_t$		
Variables explicatives	1979 - 2007	
	coefficient	t-stat
Constantes	2,742	3,8
Dép. Retardée	0,620	7,75
Prix réel	-0,255	-5,09
Revenu	0,105	1,23
Degrés-jours	0,498	5,25
R-carré	0,954	
Nb. Obs.	28	

Tableau 10: Modèle des parts de marchés; secteur résidentiel (c.f. Tableau 20 en annexe)

Variables explicatives	Electricité 1979-2007	
	coefficient	t-stat
Constantes	0,094	7,25
Dép. Retardée	0,93	55,4
Prix Électricité	-0,057	-4,36
Prix des Produits Pétroliers	0,043	4,80
R-carré	0,996	
Nb. Obs.	28	

3.4.2 Secteur Institutionnel et commercial

Tableau 11: Modèle de demande total d'énergie; secteur institutionnel et commercial

$\ln EN_t = \alpha_0 + \alpha_1 \ln EN_{t-1} + \alpha_2 \ln PEN_t + \alpha_3 \ln PIBC_t + \alpha_4 \ln DJ_t - \alpha_1 \alpha_4 \ln DJ_{t-1} + \varepsilon_t$		
Variables explicatives	1979 - 2007	
	coefficient	t-stat
Constantes	2,9	2,95
Dép. Retardée	0,402	3,38
Prix réel	-0,340	-5,09
PIB commercial	0,526	3,35
Degrés-jours	0, 589	3,25
R-carré	0,951	
Nb. Obs.	28	

Tableau 12: Modèle des parts de marchés; secteur institutionnel et commercial (c..f. tableau 21 en annexe)

Variables explicatives	Electricité 1979-2007	
	coefficient	t-stat
Constantes	0,101	4,07
Dép. Retardée	0,843	37
Prix Électricité	-0,040	-2,6
Prix des Produits Pétroliers	0,042	2,44
R-carré	0,990	
Nb. Obs.	28	

3.5 Discussion sur l'analyse statistique

Il serait bon de mentionner que les résultats économétriques obtenus suite à l'estimation de la demande totale d'énergie pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial sont significatifs. Dans chacun des modèles de demande d'énergie, nous avons obtenu un R^2 élevé (0,954 et 0,951), ce qui confirme la performance du modèle, ainsi que des statistiques de Student (t-stat) relativement élevées pour chacune des variables explicatives. À l'annexe 1 nous présentons les tests économétriques les plus importants qui confirment la performance des modèles théoriques proposés précédemment.

De façon succincte, les résultats que nous avons obtenus des tests pour l'autocorrélation et pour l'hétéroscédasticité nous confirment que nos hypothèses de départ sont appropriées et démontrent la pertinence des estimations des paramètres obtenus.

Tout d'abord, afin de tester s'il y avait la présence d'autocorrélation dans chacun des modèles, nous avons estimé la relation suivante $\hat{e}_t = \hat{e}_{t-1} + W_t$ et effectué un test Dubrin-H.⁷⁸ L'analyse de la statistique t du paramètre rho (t-stat = 0,25 (secteur résidentiel) et t-stat = -0,15 (secteur commercial)) ainsi que la statistique H que nous avons obtenus (H = -0,90 (secteur résidentiel) et H = -0,30 (secteur commercial)) est inférieur, en valeur absolu, au seuil de 1,96, ce qui nous permet de conclure que rho n'est pas statistiquement différent de zéro.⁷⁹ Ensuite, afin de déterminer s'il y avait présence d'hétéroscédasticité, nous avons effectué un test de Goldfeld-Quandt qui, dans un cas comme dans l'autre, n'a pas démontré la présence d'hétéroscédasticité

⁷⁸ \hat{e}_t , \hat{e}_{t-1} , W_t sont respectivement les termes d'erreurs estimés et un nouveau terme d'erreur.

⁷⁹ Pour plus de détail consulter l'annexe 1.

puisque la statistique GQ ($GQ = 1,12$ (secteur résidentiel) et $GQ = 1,98$ (secteur commercial)) est inférieure à $F_{95\%,7,7} = 3,79$.⁸⁰

3.6 Élasticité

Tel que mentionné précédemment, la construction logarithmique de la fonction de demande totale d'énergie nous permet de calculer directement les élasticités-prix et revenu de court terme et de long terme à partir des coefficients estimés.

L'élasticité-prix de court terme pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial est définie par le coefficient α_2 et l'élasticité de long terme est calculée en fonction de l'équation suivante $[\alpha_2 / (1 - \alpha_1)] = \alpha_2 / \lambda$. Le tableau suivant illustre les mesures d'élasticités que nous avons obtenues suite à l'estimation des demandes d'énergie pour chacun des secteurs.

Tableau 13: Élasticité prix pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial

Élasticité-prix pour la demande totale d'énergie				
Années	Résidentiel		Institutionnel et commercial	
	Court terme	Long terme	Court terme	Long terme
Prix	-0.255	-0.38	-0.68	-0.598

Les élasticités-prix (propres et croisées) peuvent être exprimés en fonction de deux composante : un effet part et un effet prix. Afin de les obtenir, les mesures exactes, il suffit d'évaluer ces deux expressions en fonction de la moyenne des observations.

⁸⁰ Pour plus de détail consulter l'annexe 1.

$$\varepsilon_{Q_i : P_i} = \frac{P_{it}}{MS_{it}} \cdot \frac{\delta MS_{it}}{\delta P_{it}} + \frac{PEN_t}{EN_t} \cdot \frac{\delta EN_t}{\delta PEN_t} \times \frac{P_{it}}{PEN_t} \cdot \frac{\delta PEN_t}{\delta P_{it}}$$

$$\varepsilon_{Q_i : P_j} = \frac{P_{jt}}{MS_{it}} \cdot \frac{\delta MS_{it}}{\delta P_{jt}} + \frac{PEN_t}{EN_t} \cdot \frac{\delta EN_t}{\delta PEN_t} \times \frac{P_{jt}}{PEN_t} \cdot \frac{\delta PEN_t}{\delta P_{jt}}$$

On obtient donc les mesures d'élasticités-prix propre pour la demande d'électricité en effectuant le développement analytique suivant :

$$\varepsilon_{Q_i : P_i} = \frac{\delta \ln Q_i}{\delta \ln P_i} \quad \text{où} \quad Q_i = MS_i \cdot EN$$

donc,

$$\varepsilon_{Q_i : P_i} = \frac{\delta \ln MS_i}{\delta \ln P_i} + \frac{\delta \ln EN}{\delta \ln P_i}$$

$$\varepsilon_{Q_i : P_i} = \frac{P_i}{MS_i} \cdot \frac{\delta \ln MS_i}{\delta \ln P_i} + \frac{\delta \ln EN}{\delta \ln PEN_i} \cdot \frac{\delta \ln PEN}{\delta \ln P_i}$$

$$\varepsilon_{Q_i : P_i} = \frac{P_i}{MS_i} \cdot \frac{\delta \ln MS_i}{\delta \ln P_i} + \frac{PEN}{EN} \cdot \frac{\delta EN}{\delta PEN} \cdot \frac{P_i}{PEN} \cdot \frac{\delta PEN}{\delta P_i}$$

Finalement, on obtient $\varepsilon_{EL : PEL}$ de la façon suivante

$$1. \frac{PEL}{MSEL} \cdot \frac{\delta MSEL}{\delta PEL} = \frac{1}{MSEL} \cdot \beta_{21}$$

$$2. \frac{PEN}{EN} \cdot \frac{\delta EN}{\delta PEN} = [\alpha_2 / (1 - \alpha_1)]$$

$$3. \frac{PEL}{PEN} \cdot \frac{\delta PEN}{\delta PEL} = \frac{\beta_{31}}{(1 - \beta_{21})} \cdot \frac{PEL - PG}{PEN} + \frac{\beta_{41}}{(1 - \beta_{21})} \cdot \frac{PP - PG}{PEN} + MSEL (PEL / PEN)$$

L'élasticité de court terme s'obtient en enlevant de l'équation les dénominateurs $(1 - \alpha_1)$ et $(1 - \beta_{21})$.

Tableau 14: Élasticité prix propre pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial

Élasticité-prix propre : Électricité				
Années	Résidentiel		Institutionnel et commercial	
	Court terme	Long terme	Court terme	Long terme
$\epsilon_{EL : PEL}$	-0.19	-1.74	-0.27	-1.07

CHAPITRE IV

TESTS DE SCÉNARIOS

L'objectif de ce chapitre est d'évaluer les retombées économiques pour le Québec de trois scénarios qui reposent sur une série de variations des tarifs d'électricité. Nous essaierons d'estimer la réaction de la demande domestique pour l'électricité à une augmentation des tarifs et les quantités d'électricité qui pourraient être vendues à l'exportation. Le point de départ de ces différents tests de scénarios est un ensemble de prévisions établies par Hydro-Québec Distribution dans son plan d'approvisionnement 2008-2017⁸¹ et, pour le dernier test de scénario, qui inclut le marché du Nouveau-Brunswick par Énergie Nouveau-Brunswick.

Scénario 1

Le premier scénario propose une augmentation qui porte les tarifs d'électricité au Québec à la moyenne canadienne excluant le Québec. Cette augmentation est seulement appliquée au secteur résidentiel et institutionnel et commercial. Elle inclut l'ensemble des tarifs sur la production, le transport et la distribution mais, exclut les taxes de vente applicables dans chacune des provinces. Pour le secteur résidentiel, les tarifs passent de 6,87 ¢/kWh à 11,17 ¢/kWh et les tarifs pour le secteur commercial qui étaient à 8,94 ¢/kWh sont maintenant à 11,01 ¢/kWh. Ces augmentations sont de 62,6 % et 23,13 % respectivement. Les tarifs sont ensuite maintenus à ces niveaux pour la période à l'étude, soit de 2011 à 2017. Le tableau 9 montre les éléments clés associés à ce scénario pour les secteurs résidentiel (R) et institutionnel et commercial (C).

⁸¹Hydro-Québec Distribution, Plan d'approvisionnement 2008-2017

Cependant, les hypothèses sous-jacentes au scénario manquent quelque peu de réalisme. En effet, pour que les consommateurs québécois soient confrontés à des tarifs égaux à la moyenne canadienne, il faudrait (i) que l'augmentation tarifaire soit le fruit d'une politique publique très agressive ou (ii) que le Canada soit considéré comme un seul et unique marché géographique où l'électricité pourrait circuler librement et sans contrainte entre les différents réseaux. Pour ce qui est des initiatives politiques, même si au courant des derniers mois, on a pu observer un certain dégel gouvernemental en faveur d'une hausse tarifaire, il faut admettre qu'une augmentation de près de 63 % de la facture d'électricité pour les ménages dépasse l'entendement sur le plan politique. En ce qui concerne l'étendue du marché géographique, on a précédemment observé que la capacité de transmission entre les différents réseaux est limitée et restreint fortement l'étendue des marchés. De plus, le progrès de l'intégration des marchés au courant des dernières années s'est produit sur l'axe nord-sud plutôt qu'est-ouest. S'il advenait que les marchés régionaux de l'est du Canada s'intègrent davantage, les tarifs d'électricités du Québec seraient confrontés à une pression provenant de l'Ontario, des Provinces maritimes et du nord-est des États-Unis. Pour cette raison, le tableau 15 présente la moyenne tarifaire pour l'ensemble du Canada, l'est du Canada (incluant le Québec et l'Ontario) ainsi que la moyenne pour le marché des Maritimes à l'exclusion de l'Île-du-Prince-Édouard. En excluant les provinces de l'ouest de la moyenne, on se retrouve donc avec un tarif légèrement plus élevé.⁸²

⁸² Le Manitoba et la Colombie-Britannique ont tout deux mis sur pied un système de tarification semblable à celui du Québec où la présence d'un « bloque patrimonial » abaisse les tarifs d'électricité moyens auxquels sont confrontés les consommateurs de chaque province.

Tableau 15: Augmentation des tarifs d'électricité à très court terme

Augmentation des tarifs à la moyenne canadienne (excluant Québec), à la moyenne de l'est Canadien et à la moyenne des Maritimes (excluant l'IPE)								
Sect	Élasticité CT LT	Québec ¢/kWh	Augmentation des tarifs égale à la moyenne :					
			Canadienne ¢/kWh	%	Est ¢/kWh	%	Maritimes ¢/kWh	%
R	-0,19 -1,74	6,87	11,17	62,6	11,83	72,22	11,85	72,25
C	-0,27 -1,07	8,94	11,01	23,13	12,28	37,4	12,02	37,45

Source : Les tarifs d'électricité ainsi que les mesures d'élasticité proviennent d'Hydro-Québec: *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes Nord-Américaines, 2009* et de BERNARD, Jean-Thomas et al *Modèle de la Demande d'Énergie au Québec : Secteur Commercial*, GREEN, mai 2000 et *Modèle de la Demande d'Énergie au Québec : Secteur Résidentiel*, GREEN, mai 2000

Tel qu'on peut le constater, les tarifs moyens d'électricité pour les consommateurs du secteur résidentiel au Québec sont près de 42 % plus faibles que les tarifs pour le marché de l'est du Canada et de celui des Maritimes. Quant à lui, le secteur institutionnel et commercial au Québec jouit d'une moyenne tarifaire qui est de 27 % et de 25 % moins élevée que les moyennes des marchés de l'est du Canada et des Maritimes respectivement. L'élasticité-prix propre de court terme (-0.19 et -0.27 pour les secteurs résidentiel et institutionnel et commercial, respectivement) nous indique la variation en pourcentage de la quantité demandée suite à une variation de 1 % du prix. Puisque la hausse du prix est de 62,6 % pour le secteur résidentiel et à près de 23 % pour le secteur commercial, la demande diminuera de plus de 8,8 % et de 5,5 % pour ces deux secteurs dès la première année et augmentera progressivement pour atteindre 40 % et 18 % respectivement en 2017.

Le tableau ci-dessous illustre les quantités consommées au Québec suite à l'augmentation de tarifs comparativement aux prévisions de la demande domestique établie par Hydro-Québec dans son Plan d'approvisionnement 2008-2017 et ajusté pour tenir compte des modifications apportées en 2009.

Tableau 16: Réaction de la demande domestique suite à une augmentation qui porterait les tarifs du Québec à la moyenne canadienne excluant le Québec

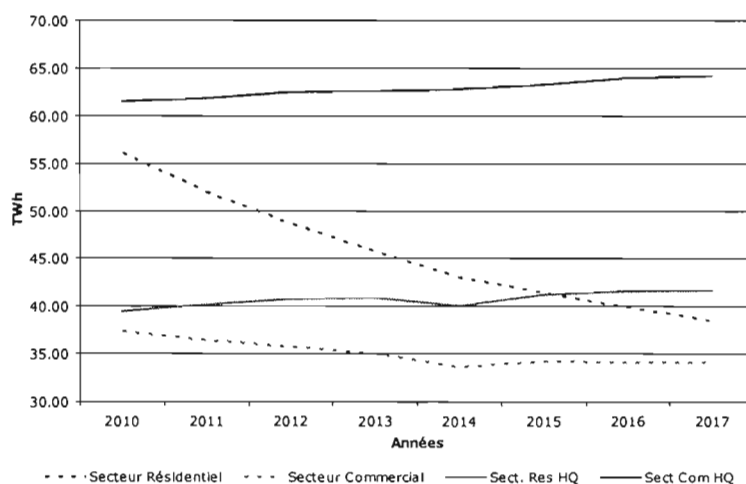
Réaction de la demande à une variation de prix (TWh)									
Secteur		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Résidentiel	Prévision	61,5	61,8	62,4	62,5	62,8	63,2	63,9	64,2
	Estimée	56,08	51,90	48,70	45,70	43,12	41,40	39,97	38,54
Commercial	Prévision	39,5	40,2	40,7	40,8	40	41,2	41,5	41,7
	Estimée	37,32	36,41	35,71	34,96	33,67	34,23	34,14	34,05
Industriel PME	Prévision	8	7,88	8,42	8,41	8,8	9,2	9,4	9,75
Industriel GE	Prévision	58,2	61,13	63,05	64,19	65	67,13	68,5	69,25
Total	Prévision	167,2	171	174,6	175,2	176,6	180,73	183,3	184,9
	Estimée	159,60	157,32	155,88	153,26	150,59	151,95	152,00	151,59

L'augmentation des tarifs d'électricité à la moyenne canadienne réduit donc les quantités consommées par le secteur résidentiel de 5,42 TWh la première année et de 25,66 TWh en 2017 comparativement à une réduction de 2,18 TWh de la consommation du secteur commercial pour 2010 et de 7,65 TWh pour 2017. Au total, la consommation d'électricité au Québec serait diminuée de plus de 22,75 TWh en moyenne par année.⁸³ En plus de dégager des quantités d'énergie disponible pour l'exportation, l'augmentation des tarifs pour le secteur résidentiel et commercial générerait des revenus additionnels de plus de 3 milliards pour la société d'État dès la première année et se stabiliseraient par la suite.

⁸³ L'impact dynamique des tests de scénarios est à l'origine l'accélération de la diminution de la demande pour chacun des secteurs. Il serait important de noter que l'élasticité de court terme pour le secteur résidentiel et commercial est beaucoup plus faible que l'élasticité de long terme. Par exemple, l'élasticité de long terme pour le secteur résidentiel est estimée à -1,74, soit huit fois plus forte que l'élasticité-prix de court terme (-0,19). À long terme, la variation de la demande devrait converger vers 54,9%.

S'il advenait une intégration des marchés régionaux de l'Est du Canada et que les tarifs du secteur résidentiel et commercial au Québec seraient ajustés à la moyenne de ces marchés (Ontario, Québec, Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse,

Figure VII: Demande d'électricité secteur résidentiel et commercial (Québec)



Source: Plan d'Approvisionnement d'HQ distribution et estimation.

Terre-Neuve et IPE), le secteur résidentiel serait confronté à une augmentation des tarifs de 72 % alors que le secteur commercial subirait une augmentation de près de 37 %. Cela se traduirait par une diminution de la consommation d'électricité de 6 TWh pour le secteur résidentiel et de 3,24 TWh pour le secteur commercial dès l'augmentation. Ce faisant, les revenus de la société d'État augmenteraient de plus de 3 milliard dès la première année d'augmentation.

Scénario 1.1

Tel que l'on vient de le démontrer, l'augmentation des tarifs d'électricité, qu'elle soit égale à la moyenne canadienne ou à la moyenne pour les marchés de l'Est du Canada, a un impact non négligeable sur la quantité d'énergie consommée ainsi que sur les revenus de la société d'État. Puisque le secteur résidentiel et commercial consomme plus de 60 % des quantités demandés au Québec et que les grands consommateurs détiennent un prix moyen de 4,66 ¢/kWh, l'impact d'une augmentation des tarifs sur le secteur industriel serait probablement marginal.

Le scénario qui est proposé dans cette section tente d'adresser cette question. Il serait donc intéressant de reproduire une augmentation des tarifs tels que proposée dans le premier scénario et d'y inclure une augmentation des tarifs pour le secteur industriel. À ce propos, il fut relativement difficile de déterminer le niveau d'augmentation des tarifs L et M pour plusieurs raisons dont deux méritent une attention particulière.

Tout d'abord, les bas tarifs octroyés aux industriels représentent l'avantage comparatif du Québec en Amérique du Nord. De fait, il serait important de conserver cet avantage puisque, dans le long terme, les impacts négatifs surpasseraient probablement les retombées positives. Ensuite, pour les grands consommateurs (pâtes et papiers, transformation des métaux de base et aluminium) les contrats sont négociés pour une période d'une dizaine d'années. De fait, si l'on veut refléter la réalité économique du Québec, il est important de prendre en compte ces deux éléments. Cependant, aucune information publique ne permet de considérer le second.

L'augmentation des tarifs que nous testerons ici sera donc proportionnelle à la moyenne canadienne moins 15 % afin de conserver cet avantage comparatif et sera gelé pour les années subséquentes. Pour l'année 2009, la moyenne tarifaire au Canada (excluant le Québec) pour le secteur industriel se situait à 9,7 ¢/kWh pour les petits et moyens consommateurs alors qu'elle était de 6,98 ¢/kWh pour les grands consommateurs d'électricité comparativement à des tarifs moyens de 8,12 ¢/kWh et de 4,66 ¢/kWh au Québec. L'augmentation tarifaire à laquelle ils seront confrontés est donc de 1,5 % pour les industriels à faible consommation soit 8,24 ¢/kWh et de 32 % pour les grands consommateurs soit 6,88 ¢/kWh.

Tableau 17: Réaction de la demande domestique pour le secteur industriel suite à l'augmentation des tarifs

Réaction de la demande à une variation de prix (TWh)									
Sect		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
R	Variation %	9-	-16	-22	-27	-31	-34	-37	-40
	Q estimé	56,08	51,90	48,70	45,70	43,12	41,40	39,97	38,54
C	Variation %	-6	-9	-12	-14	-16	-17	-18	-18
	Q estimé	37,32	36,41	35,71	34,96	33,67	34,23	34,14	34,05
I PME	Variation %	-0,10	-0,13	-0,14	-0,14	-0,14	-0,14	-0,14	-0,14
	Q estimé	7,99	7,87	8,41	8,40	8,79	9,19	9,39	9,74
I GE	Variation %	-2,69	-3,49	-3,72	-3,79	-3,82	-3,82	-3,82	-3,82
	Q estimé	56,63	59,00	60,70	61,75	62,52	64,56	65,88	66,60
Tot	Prévision HQ	167,2	171	174,6	175,2	176,6	180,73	183,3	184,9
	Q Estimé	158,62	155,61	153,66	150,68	147,77	148,90	148,79	148,27

Le tableau 11 dresse le portrait de la consommation de chacun des types de consommateurs (résidentiel (R), institutionnel et commercial (C), industriel petite puissance (I PME) et industriel grande puissance (I GE)). On observe que la variation de la demande pour le secteur résidentiel et commercial est beaucoup plus importante que la variation de la demande pour le secteur industriel. Cela est principalement causé par l'estimation des mesures d'élasticité ainsi que par l'augmentation des tarifs qui est beaucoup plus importante pour les deux premiers secteurs. En effet, les estimations des mesures d'élasticité de court et long terme pour le secteur industriel se situent entre -0,07 et -0,21 comparativement à -0,19 et -1,75 pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial. De fait, dès la première année suivant l'augmentation des tarifs, le secteur industriel petite puissance diminuerait sa

consommation d'électricité de 0,10 % à 7,99 TWh comparativement à une diminution de 2,69 % pour le secteur industriel grande puissance. Il est à noter que la simulation dynamique effectuée ici, montre que la variation de la demande se stabiliserait beaucoup plus rapidement pour le secteur industriel que dans le cas du secteur résidentiel et institutionnel et commercial.

Bien que le tarif moyen pour les grands consommateurs industriels ait augmenté de plus de 40 %, à 6,88 ¢/kWh, il demeure néanmoins parmi les plus bas en Amérique du Nord. Pour cette raison, il est évident que les grands consommateurs conservent leur avantage compétitif sur le plan de l'approvisionnement en électricité, intrant majeur dans le coût de production. Pour ce qui est des petits et moyens consommateurs, l'augmentation du tarif moyen est si minime qu'on ne remarque pratiquement pas d'impact négatif sur la demande. Cependant, bien que ces augmentations soient relativement minimes, elles génèreraient des retombées non négligeables pour le Québec. En effet, elles permettraient d'économiser 1,5 TWh la première année et, à l'horizon 2017, les économies d'énergie seraient de l'ordre de plus de 2,6 TWh. De plus, ces augmentations de tarifs augmenteraient les revenus de la société d'État de 1,2 milliard dès la première année d'augmentation.

Scénario 2

Tel que mentionné précédemment, l'augmentation des tarifs à la moyenne canadienne serait probablement une excellente politique publique puisque cela permettrait de diminuer la consommation domestique et, du même coup, de générer des revenus additionnels (par l'augmentation des tarifs, mais aussi par l'augmentation de l'exportation). Cependant, une telle augmentation serait extrêmement difficile à effectuer sur le plan politique. C'est pourquoi, en mars 2010 le ministre des Finances du Québec a annoncé dans le budget provincial qu'il augmentera les tarifs de façon graduelle dès 2014.

En effet, selon le budget provincial, l'augmentation de 1 ¢/kWh sur une période de cinq ans se traduira par une croissance moyenne des tarifs d'électricité de 3,7 % par année pour le secteur résidentiel, institutionnel et commercial et industriel à faible et moyenne puissance. Le tarif résidentiel passera à 8,24 ¢/kWh le 1^{er} avril 2018 et les tarifs pour le secteur commercial et industriel à faible et moyenne puissance se rapprocheront de la moyenne canadienne tel que décrit dans le premier scénario.⁸⁴ Cependant, la hausse des tarifs proposée par le gouvernement libéral n'affectera pas les tarifs de près de 150 entreprises industrielles qui bénéficient du tarif L. Québec promet néanmoins de mettre un terme aux contrats d'approvisionnement de long terme qu'il a contracté avec quelques entreprises stratégiques au fil des ans.

Par conséquent, le scénario 2 met en place une hausse des tarifs du bloque patrimoniale et la hausse de prix dont il faut calculer l'impact sur la demande est celle qui doit être appliquée par la politique gouvernementale annoncée, c'est-à-dire qui s'ajoute à l'augmentation de prix déjà incorporée dans la prévision d'Hydro-

⁸⁴ Selon les calculs du gouvernement, ces augmentations devraient engendrer des revenus additionnels de plus de 1,6 milliard de dollars à terme.

Québec.⁸⁵ La hausse de 1 ¢ du prix du kilowattheure n'est pas la même dans tous les secteurs visés, mais elle dépend des règles d'interfinancement observées par la Régie de l'énergie. Par exemple, pour le secteur résidentiel, elle pourrait être d'environ 0,9 ¢ et, pour les autres secteurs visés, d'environ 1,2 ¢. Pour savoir ce que cela représente en pourcentage d'accroissement du tarif, il faut avoir une idée du niveau absolu où en sera le tarif en 2013. On sait déjà que le tarif résidentiel moyen était de 6,87 ¢ en 2009, qu'il a été augmenté de 0,35 % et sera gelé en 2011. Il atteindra donc probablement 6,89 ¢/kWh en 2011. S'il est ensuite relevé de 2 % par année en raison d'un taux d'inflation annuel de cet ordre, il atteindra 7,16 ¢ en 2013. À partir de 2014 et jusqu'à 2018, il serait augmenté en moyenne d'environ 0,18 ¢ par année de plus que la hausse habituelle permise par la Régie. L'écart de prix par rapport au scénario de base (prévision de HQ) découlant de cette poussée extraordinaire sera de 0,18 ¢ en 2014, de 0,36 ¢ en 2015, de 0,54 ¢ en 2016, de 0,72 ¢ en 2017 et de 0,90 ¢ en 2018 et après.⁸⁶ Le Budget 2010-2011 mentionne une hausse annuelle moyenne de 3,7 %, mais cette dernière inclut la hausse qui aurait eu lieu en l'absence du renchérissement annoncé du bloc patrimonial et qui est, en principe, déjà incorporée à la prévision de HQ. Seule la hausse de 2,4 % par année fait partie du scénario alternatif dont on veut estimer l'impact par rapport au scénario de base.

Tel que mentionné dans le budget de 2010, à l'horizon 2018, les tarifs d'électricité seraient relativement proche de la moyenne canadienne excluant le Québec (pour l'année 2009). En effet, les tarifs moyens auxquels seront confrontés les consommateurs résidentiels passeront de 6,87 ¢/kWh à près de 8,25 ¢/kWh comparativement à la moyenne canadienne de 11,67 ¢/kWh calculé dans le scénario

⁸⁵ L'augmentation de prix déjà incorporée dans la prévision de HQ est inconnue. Ce qui est, par contre, connu, c'est que la hausse cumulative de prix annoncée sur la période de cinq ans allant de 2014 à 2018 est en moyenne de 1 ¢ pour l'ensemble des secteurs, à l'exception du secteur industriel GE soumis au tarif L.

⁸⁶ En pourcentage, on peut estimer que l'écart par rapport au scénario de base représenterait en gros une augmentation supplémentaire d'environ 2,4 % en 2014, de 4,8 % en 2015, de 7,2 % en 2016, de 9,6 % en 2017 et de 12,0 % en 2018 et après.

précédent. Cette augmentation aura pour effet de diminuer de plus de 4 % les quantités d'électricité consommées par le secteur résidentiel en 2017, ce qui représente une diminution de 3 TWh.

Tableau 18 : Réaction de la demande à une augmentation des tarifs d'électricité tel que décrit dans le budget provincial de 2010

Sect		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
R	Δ prix (%)	0	0	0	0	2,40	4,80	7,20	9,60	12,00
	Δ demande (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,47	-1,34	-2,55	-4,04	
	Δ demande (TWh)	61,50	61,80	62,40	62,50	62,50	62,35	62,27	61,61	-
C	Δ prix (%)	0	0	0	0	9,27	9,61	9,97	10,34	10,73
	Δ demande (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,67	-1,84	-3,35	-5,75	
	Δ demande (TWh)	39,5	40,2	40,7	40,8	39,7	40,4	40,1	39,3	-
I PME	Δ prix (%)	8,12	8,12	8,12	8,12	2,50	5,00	7,50	10,00	9,75
	Δ demande (%)	0	0	0	0	-0,17	-0,47	-0,83	-1,42	
	Δ demande (TWh)	8,00	7,88	8,42	8,41	8,78	9,16	9,32	9,61	-
I GE	Prévision	58,2	61,13	63,05	64,19	65	67,13	68,5	69,25	-
Tot	Prévision	167,2	171	174,6	175,2	176,6	180,7	183,3	184,9	-
	Q Estimé	167,2	171	174,6	175,2	175,9	178,9	179,9	179,4	-

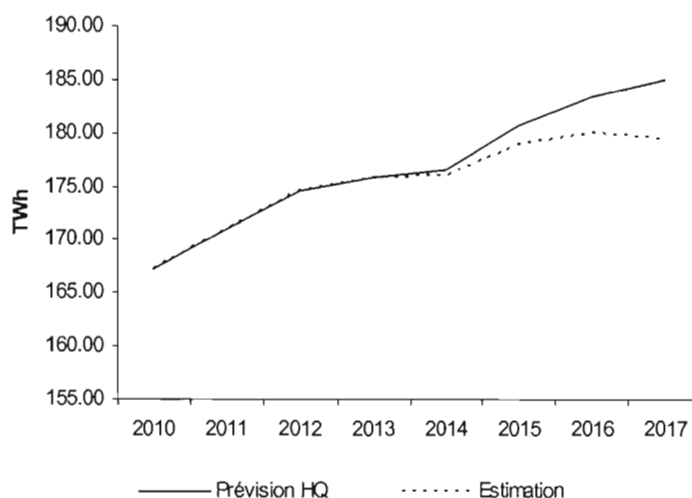
L'augmentation des tarifs d'électricité pour le secteur commercial et industriel (petite et moyenne puissance) affectera aussi la demande d'électricité. Puisque les tarifs à l'horizon 2018 seront quasi-identiques à la moyenne canadienne⁸⁷, il est à prévoir une

⁸⁷ Pour le secteur commercial, les tarifs moyens seront de près de 10,75 ¢/kWh comparativement à la moyenne canadienne de 11,08 ¢/kWh et les tarifs pour le secteur industriel (petite et moyenne puissance) passera de 8,12 ¢/kWh à 9,77 ¢/kWh comparativement à la moyenne canadienne qui est de 8,34 ¢/kWh pour l'année 2009.

diminution relativement marquée de la consommation pour le secteur commercial de 5,75 % passant de 41 TWh à 39 TWh alors que la demande pour secteur industriel (petite et moyenne puissance) diminuera de 9,75 TWh à 9,6 TWh ce qui représente une diminution de 1,5 %.

Au total, ces augmentations tarifaires génèreront des économies d'énergie de l'ordre de 6 TWh tel que présenté à la Figure VIII. De plus, le gouvernement libéral estime que l'augmentation des tarifs permettra à Hydro-Québec d'augmenter ces revenus de plus de 1,6 milliards ce qui diffère de nos calculs. Il est difficile de déterminer avec

Figure VIII: Demande totale d'électricité au Québec



Source: Plan d'Approvisionnement D'HQ et calculs de l'auteur

précision ce que le gouvernement inclut dans son calcul. Cependant, en prenant en considération la diminution de la demande d'électricité pour les trois types de consommateurs touchés par l'augmentation des prix, ainsi que le niveau des tarifs calculés pour l'année 2017 et les cibles établies par le gouvernement pour l'année 2018, nous arrivons à une augmentation beaucoup plus modeste. Mais, lorsque l'on inclut dans le calcul les retombées économiques associées à l'augmentation des exportations découlant des économies d'énergie réalisées, nous obtenons une augmentation du revenu légèrement inférieure à celle du gouvernement provincial.⁸⁸

⁸⁸ Ce calcul est basé sur l'hypothèse que les quantités additionnelles disponibles pour l'exportation pourraient être vendues à un prix moyen de 9,71 ¢/kWh. Ce prix est le prix moyen au Canada pour l'ensemble des consommateurs pour l'année 2009.

Scénario 3

L'objectif de ce dernier test de scénario est d'analyser l'impact sur la consommation d'électricité et sur les revenus d'Hydro-Québec de la création d'un marché régional regroupant l'ensemble des provinces de l'est du Canada (le Québec, le Nouveau-Brunswick, l'ÎPE, la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve). Tel que mentionné précédemment, les provinces de l'Atlantique ont déjà manifesté leur intention de développer un plus grand marché canadien semblable aux marchés régionaux de la Nouvelle-Angleterre et de l'État de New York, mais avec une attention particulière portée aux échanges bilatéraux.

Mis à part Terre-Neuve, les provinces de l'Atlantique sont confrontées à de graves problèmes de production d'électricité. Cela est particulièrement vrai pour le Nouveau-Brunswick et l'ÎPE puisqu'une grande part de leur production s'appuie sur l'énergie fossile (Nouveau-Brunswick) ou l'énergie éolienne (ÎPE). L'énergie fossile coûte cher à utiliser, notamment à cause de la volatilité du prix des intrants. L'énergie éolienne a le désavantage d'être interruptible et très variable. De fait, les consommateurs de ces provinces sont constamment confrontés à des augmentations de tarifs. Dans le scénario 1, on a vu que la moyenne tarifaire pour les Provinces maritimes est plus élevée que la moyenne canadienne. Cela est principalement causé (i) par le prix élevé des intrants dans le processus de production, (ii) par la proximité et l'intégration avec les marchés du nord-est américain, (iii) par la déréglementation du secteur de la production dans deux provinces.⁸⁹

⁸⁹ La production à l'IPE et en Nouvelle-Écosse est contrôlée par Maritime Electric Corporation et Emera (NS Power) respectivement. De plus, au Nouveau-Brunswick, Bayside Power (qui alimente la ville de St. John) est sous le contrôle d'Emera.

Afin d'analyser l'impact d'une intégration des marchés de l'est canadien, il est intéressant de se servir de l'exemple de la transaction avortée entre Hydro-Québec et Énergie NB décrite au chapitre 2. Pour ce faire, plusieurs hypothèses seront retenues.

- (i) Il n'y a aucune contrainte de transmission majeure entre les différentes provinces, à l'exception des lignes qui relient Québec à Terre-Neuve. Les lignes sont utilisées à pleine capacité tout au long de l'année. Les capacités de transmission entre le Québec et le Nouveau-Brunswick sont de 1200 MW et les capacités de transmission entre les autres Provinces maritimes sont les mêmes que celles mentionnées antérieurement au tableau 5.
- (ii) Les pertes de transmission sont évaluées à 7% pour le Québec et à 3% pour les autres provinces.⁹⁰
- (iii) Les tarifs d'électricité pour le secteur résidentiel et commercial au Québec seront augmentés à la moyenne pour l'est du Canada (excluant l'ÎPE, le Québec et l'Ontario). Les tarifs du secteur résidentiel et commercial au Nouveau-Brunswick et au Québec seront gelés pour une période de 5 ans et augmenteront au rythme de l'inflation (disons 2,5 %) pour les années subséquentes.⁹¹
- (iv) Les tarifs pour le secteur industriel du Québec ne bougeront pas alors que ceux au Nouveau-Brunswick diminueront de 25% (ou 15% supérieur à ceux du Québec).
- (v) Les mesures d'élasticités-prix propres pour les consommateurs aux Nouveau-Brunswick sont équivalentes aux mesures d'élasticité prix propre pour les consommateurs Québécois.

⁹⁰ Les pertes de transmissions du réseau québécois sont légèrement plus grandes que celles des différents réseaux voisins parce que les distances que parcourt l'électricité sont plus grandes (le ratio voltage ampère doit être plus élevé sur les lignes québécoise de transmission à haut voltage, ce qui nécessite plusieurs points de transformation). Ensuite, il faut noter que le réseau québécois n'est pas en courant continu avec les réseaux voisins. La transformation du courant engendre certaines pertes. Selon le Plan d'approvisionnement 2008-2017, Hydro-Québec estime les pertes de transmission à près de 7%.

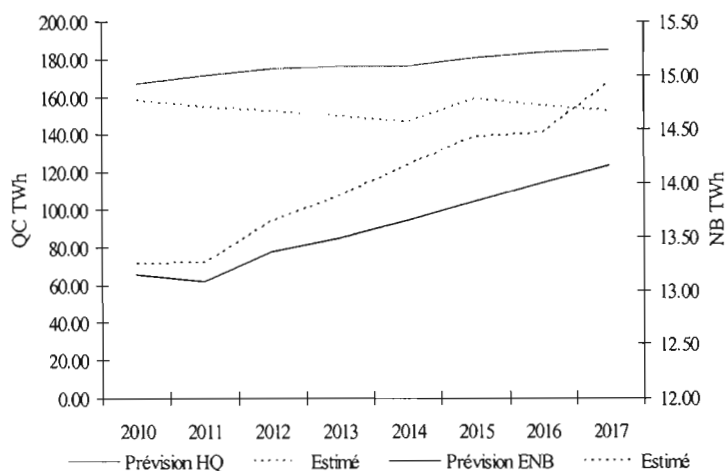
⁹¹ Tout comme dans les scénarios précédents, l'objectif ici est d'estimer la réaction de la demande suite à une variation de prix qui dévie de celle prise en considération dans le développement des prévisions d'Hydro-Québec et d'Énergie NB.

Tableau 19 : Impact de des hypothèses sur la demande dans chacune des deux provinces.

Réaction de la demande au Québec et au Nouveau-Brunswick suite à une variation tarifaire									
Secteur	Prévision	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Résidentiel QC	TWh	61,5	61,8	62,4	62,5	62,8	63,2	63,9	64,2
	¢/kWh	11,84	11,84	11,84	11,84	11,84	12,14	12,45	12,76
	TWh	55,5	50,8	47,3	44,0	41,4	51,7	47,7	44,0
Résidentiel NB	TWh	5,72	5,76	5,79	5,82	5,87	5,93	6	6,07
	¢/kWh	12,01	12,01	12,01	12,01	12,01	12,31	12,62	12,93
	TWh	5,7	5,8	5,9	5,9	6,1	6,2	6,3	6,4
Commercial QC	TWh	39,5	40,2	40,7	40,8	40	41,2	41,5	41,7
	¢/kWh	12,02	12,02	12,02	12,02	12,02	12,32	12,63	12,94
	TWh	36,5	35,0	33,8	32,8	31,4	31,0	30,1	29,2
Commercial NB	TWh	3	2,98	2,98	2,99	3,03	3,07	3,12	3,16
	¢/kWh	12,45	12,45	12,45	12,45	12,45	12,76	13,08	13,41
	TWh	3,00	3,00	3,02	3,07	3,16	3,23	3,08	3,36
Industriel PME (Qc)	TWh	8	7,88	8,42	8,41	8,8	9,2	9,4	9,75
	¢/kWh	8,12	-	-	-	-	-	-	-
Industriel GE (Qc)	TWh	58,2	61,13	63,05	64,19	65	67,13	68,5	69,25
	¢/kWh	4,66	-	-	-	-	-	-	-
Industriel NB	TWh	4,43	4,34	4,59	4,68	4,75	4,82	4,88	4,94
	¢/kWh	5,12	5,22	5,33	5,43	5,54	5,65	5,77	5,88
	TWh	4,52	4,48	4,76	4,86	4,93	5,00	5,07	5,13
Total QC	Prévision	167,2	171,01	174,57	175,9	176,6	180,73	183,3	184,9
	Estimé	158,12	154,79	152,59	149,43	146,61	159,10	155,74	152,21
Total NB	Prévision	13,15	13,08	13,36	13,49	13,65	13,82	14	14,17
	Estimé	13,24	13,26	13,64	13,88	14,16	14,43	14,47	14,93

Dans le scénario 1, il fut démontré que la consommation d'électricité des secteurs résidentiel et institutionnel et commercial québécois serait grandement influencée par l'augmentation des tarifs d'électricité à la moyenne canadienne. Il en va de même dans le scénario 3. L'augmentation qui porte les tarifs égale à la moyenne de l'est du Canada fait diminuer la demande des secteurs résidentiel et institutionnel et commercial de plus de 10 TWh dans ce cas dès les premières années à l'étude. À l'horizon 2017, cette économie d'énergie est de l'ordre de 20 TWh et 12 TWh pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial respectivement. Grâce à cette augmentation tarifaire, Hydro-Québec récolte des revenus supplémentaires de l'ordre de 3 milliards pour 2010. De fait, dès la première année, Hydro-Québec pourrait développer des ententes bilatérales de long terme avec les Provinces maritimes ainsi qu'avec les États du nord-est américain afin d'écouler les surplus d'électricité dégagés de cette diminution de la consommation domestique.

Figure IX: Demande d'électricité au Québec et au Nouveau-Brunswick



Avec l'hypothèse que l'élasticité de la demande est la même au Nouveau-Brunswick qu'au Québec, le gel des tarifs au Nouveau-Brunswick engendrerait une augmentation de la demande du secteur résidentiel et institutionnel et commercial. Cependant, contrairement à la réaction

de la demande au Québec, la variation se produirait de façon beaucoup plus progressive jusqu'à l'horizon 2017.

De fait, la demande pour les deux secteurs augmenterait de façon régulière jusqu'en 2014 puis, elle se stabiliserait pendant le reste de la période à l'étude en raison des ajustements tarifaires liés à l'inflation, mais elle continuerait tout de même à croître jusqu'en 2017. La diminution des tarifs industriels aurait elle aussi un impact non négligeable sur la demande d'électricité laquelle augmenterait de 2 % dès la première année pour ensuite demeurer relativement stable jusqu'en 2017. Notons que cette estimation est basée sur les prévisions établies par Énergie NB, ne tiennent pas compte de la capacité de production maximale des entreprises, celle-ci pourrait limiter la demande industrielle d'électricité. En contrepartie, il se pourrait que suite à la diminution des tarifs d'électricité, le Nouveau-Brunswick attire de nouvelles d'entreprises ce qui affecterait à la hausse la demande. Cependant, si on fait abstraction des résultats obtenus pour le secteur industriel et que l'on regarde uniquement l'augmentation de la demande pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial, on constate immédiatement qu'avec la fermeture temporaire de Point Lepreau et des deux centrales thermiques, la production domestique d'Énergie NB serait insuffisante pour combler la demande.

Comparativement aux scénarios 1 et 2, le scénario 3 aurait des retombées financières et environnementales intéressantes non seulement pour le Québec, mais aussi, pour l'ensemble des Provinces maritimes. En effet, l'intégration des actifs de production d'Hydro-Québec et d'Énergie NB et, de façon plus générale, l'intégration des marchés dans l'est du Canada permettrait, même à très court terme, de mieux répartir la consommation d'hydroélectricité entre les différentes provinces. De plus, l'exportation de cette source d'électricité propre vers les marchés avoisinants permettrait de diminuer l'empreinte écologique et environnementale associée à la production des centrales thermiques. Ces dernières pourraient être utilisées exclusivement comme production d'appoint. Les retombées économiques seraient à l'avantage du Québec, mais l'impact de la diminution des tarifs industriels ainsi que

le gel des tarifs pour les secteurs résidentiel et institutionnel et commercial aurait un impact important sur l'économie néo-brunswickoise.

Dès 2012⁹², Hydro-Québec n'aurait aucun problème à alimenter le Nouveau-Brunswick et l'ÎPE⁹³ en plus de satisfaire la demande résiduelle de la Nouvelle-Écosse (approximativement 5% de sa demande domestique doit être importée), tout en continuant d'exporter des quantités non négligeables sur le NYISO et l'ISO NE.

Si Hydro-Québec avait acquis les actifs de production d'Énergie NB qui, en 2010, peuvent produire jusqu'à 12,56 TWh⁹⁴ la société d'État aurait pu exporter jusqu'à 5 TWh⁹⁵ au Nouveau-Brunswick sans avoir recours à la production thermique. En contrepartie, cette production thermique aurait pu servir uniquement à l'exportation dans le nord-est des États-Unis de 1,9 TWh lors des 960 heures de pointe estivale, ainsi que pour l'approvisionnement d'appoint si nécessaire. En faisant ce type d'arbitrage, Hydro-Québec pourrait optimiser la production totale de ces actifs, et ainsi diminuer de façon significative les coûts d'opération des actifs de production du Nouveau-Brunswick tout en contribuant à l'assainissement de l'environnement.

⁹² Après la réalisation des économies d'énergie proposées dans le présent scénario, de la mise en service des grands projets de développement hydroélectriques et l'intégration des projets d'énergie éolienne et de biomasse, Hydro-Québec serait en mesure de générer une capacité totale de production de plus de 43 000 MW jumelée à la capacité de production des actifs d'Énergie Nouveau-Brunswick (plus de 3000 MW).

⁹³ Puisque la centrale de Point Lepreau est actuellement hors fonction, le Québec alimente déjà l'ÎPE en électricité. Le gouvernement Québec est actuellement en pourparlers avec le gouvernement de l'ÎPE afin d'arriver à une entente de long-terme. Rappelons qu'Hydro-Québec avait déjà postulé sur un appel d'offres mais, les tarifs qu'il demandait à l'époque, étaient supérieurs à ceux d'Énergie NB.

⁹⁴ 6,272 TWh pour la production hydroélectrique (facteur d'utilisation de 80% et perte de transmission de 3%) et 4,72 TWh pour les centrales thermiques (facteur d'utilisation de 100%, perte de transmission de 3% mais une utilisation restreinte aux périodes de pointes pour le Nouveau Brunswick (1120h) et pour les États-Unis (960h)). Les centrales thermiques de Dallhousie et Coleson Cove ont été retiré de cette capacité totale de même que la centrale nucléaire de Point Lepreau qui est temporairement hors service.

⁹⁵ Sans augmenter la capacité de transport à l'interconnexion entre les deux provinces qui est actuellement de 1200 MW. La capacité maximale d'utilisation peut cependant varier dépendamment du la période de l'année et de la température.

CONCLUSION

Dans ce mémoire, il fut démontré que le marché de l'électricité en Amérique du Nord est de plus en plus intégré, même s'il existe toujours certaines disparités législatives et organisationnelles entre les différentes provinces canadiennes et états américains. L'implantation des politiques fédérales américaines a façonné la structure organisationnelle de l'industrie au Canada et, ce faisant, a grandement contribué à l'ouverture des échanges dans l'axe nord-sud. Au fil des années, l'intégration des marchés régionaux s'est accentuée et le Québec, grâce à son grand potentiel hydroélectrique, occupe une place de premier plan dans le plus important marché de l'Amérique du Nord. Cependant, un grave problème de surconsommation empêche le Québec de jouir de cette position dominante et tant et aussi longtemps que la province ne s'attaque pas à ce problème, il sera très difficile pour la société d'État d'améliorer la situation. Bien entendu, plusieurs solutions sont à la portée du gouvernement provincial pour freiner cette consommation excessive.

Depuis les dernières années une portion grandissante d'universitaire est en faveur de l'augmentation des tarifs d'électricité, mais l'opposition de la population face à une telle politique publique demeure très importante. Il est donc impératif pour le gouvernement d'exposer les avantages d'une augmentation tarifaire à la population tout en intégrant cette idée au concept de croissance et d'étendue du marché géographique.

Dans les trois scénarios mis de l'avant dans cet ouvrage, il fut démontré que le Québec aurait tout intérêt à augmenter les tarifs d'électricité du secteur résidentiel et commercial pour deux raisons : premièrement, pour diminuer la consommation d'électricité en envoyant un signal clair aux consommateurs de ces deux secteurs et

deuxièmement, afin de renflouer les coffres de l'état (en particulier par l'augmentation des exportations).

Bien que les politiques publiques mises de l'avant par le gouvernement libéral concernant l'augmentation tarifaire (tel que décrit dans le deuxième scénario) ont l'avantage de sensibiliser de façon progressive les consommateurs québécois, elles ont le désavantage d'être beaucoup trop timides. En effet, l'augmentation prévue dans le budget provincial de 2010 aura des effets positifs seulement à partir de 2014, alors qu'elle pourrait contribuer rapidement à l'augmentation des revenus de l'État tel que décrit dans le premier scénario. Il est vrai que le pouvoir politique effectue des pas dans la bonne direction, mais il serait important de noter que le Québec aurait tout avantage à se doter d'une politique énergétique qui lui permettrait d'augmenter sa présence dans l'est du Canada et, par le fait même, sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre, de New York, de la Pennsylvanie, du Massachusetts et du New Jersey.

La tentative d'acquisition des actifs d'Énergie Nouveau-Brunswick était sans aucun doute une excellente stratégie d'expansion qui n'aurait vraisemblablement eu aucun impact sur la dynamique concurrentielle, tant au Canada qu'aux États-Unis, bien que celle-ci aurait permis à Hydro-Québec de sécuriser une part importante du marché dans l'est du Canada et dans le Nord-est des États-Unis, avant l'entrée potentielle de NLH. Il serait donc souhaitable pour l'avenir, que le gouvernement du Québec mette en place une politique de tarification beaucoup plus agressive que celle qui devrait être en vigueur en 2014 jumelé à une politique énergétique basée principalement sur l'expansion du marché géographique soit par le biais d'acquisitions d'actifs de production soit par le biais d'acquisition de droit de transport et de contrats d'approvisionnement de long terme. D'une façon comme de l'autre, la société d'État s'assurerait d'augmenter ces revenus et d'écouler les surplus d'électricité provenant des nouveaux projets hydroélectriques et des économies d'énergie découlant de

l'augmentation des tarifs dans la province, ce qui profiterait non seulement aux Québécois mais aussi à l'ensemble des provinces maritimes.

ANNEXES

ANNEXE 1

Présentation des résultats économétrique et tests usuels

Tableau 20 : Modèle de parts de marché secteur résidentiel

Variables explicatives	1979 - 2007			
	Électricité		Produit Pétrolier	
	coefficient	t-stat	coefficient	t-stat
Constantes	0,094	7,25	-0,013	-2,2
Dép. Retardée	0,93	55,4	0,93	55,3
Prix Électricité	-0,057	-4,36	0,04	3,89
Prix des Produits Pétroliers	0,04	4,80	-0,06	-5,01
R-carré	0.996		0,991	
Nb. Obs.	28			

Tableau 21 : Modèle de parts de marché secteur institutionnel et commercial

Variables explicatives	1979 - 2007			
	Électricité		Produit Pétrolier	
	coefficient	t-stat	coefficient	t-stat
Constantes	0,101	4,07	-0,016	-1,09
Dép. Retardée	0,843	37	0,842	36.95
Prix Électricité	-0,040	-2,6	0,042	2,81
Prix des Produits Pétroliers	0,042	2,44	-0,050	-4,89
R-carré	0.990		0,990	
Nb. Obs.	28			

Tableau 22 : Tests d'autocorrélation : demande totale d'énergie pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial.

Autocorrélation				
Secteur	Variable	Estimation	t-Stat	Prob > H
Résidentiel	Rho estimé	-0,0144	0,25	-0,693
	Durbin-H = -0,90			
Commercial	Rho estimé	-0,0172	-0,15	0,93
	Durbin-H = -0,30			

Tableau 23 : Tests d'hétéroscédasticité : demande totale d'énergie pour le secteur résidentiel et institutionnel et commercial.

Hétéroscédasticité; Goldfeld-Quandt					
Secteur	Période	Nombre d'observations	SSE	GQ-Stst	F-Critique
Résidentiel	1979-91	12	0,0023	1,12	F(7,7) = 3,9
	1995-07	12	0,0022		
Commercial	1979-91	12	0,0244	1,98	
	1995-07	12	0,0140		

Présentation des mesures d'élasticité pour le secteur industriel

Tableau 24: Élasticité prix pour la demande d'énergie du secteur industriel

Élasticité-prix pour la demande d'électricité du secteur industriel						
Années	Électricité		Produits pétroliers		Charbon	
	1962-1990	1970-1997	1962-1990	1970-1997	1962-1990	1970-1997
Prix de l'électricité	-0.20	-0.07 CT (-0,21 LT)	0.044	0.038	-0.016	-0.014
Prix des produits pétroliers	0.044	-0.165	0.038	-0.081	0.037	0.012
Prix du charbon	-0.16	-0.014	0.037	0.012	0.004	-0.003

ANNEXE 3

Présentation des données utilisées pour les tests de scénarios

Les deux tableaux qui suivent présentent les prévisions de demande domestique pour le Québec (tableau 25) et pour le Nouveau-Brunswick (tableau 26). Ces données nous permettront de faire un parallèle entre la consommation d'électricité prévue par les deux sociétés d'État qui ont pris en compte certaines hypothèses dans l'établissement de ces scénarios de consommation.⁹⁶

Tableau 25: Prévision de la demande d'énergie pour le Québec par type de consommateur⁹⁷

Prévision des ventes régulières au Québec et des besoins en énergie (TWh)									
Secteur	Prévision	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Résidentiel	PS 08-17	60.5	61	61.7	61.9	62.3	62.7	63.4	63.6
	Ajusté 09	61.5	61.8	62.4	62.5	-	-	-	64.2
Commercial	PS 08-17	41	41.3	41.9	42.2	42.4	42.7	43.2	43.6
	Ajusté 09	39.5	40.2	40.7	40.8	-	-	-	41.7
Industriel PME	PS 08-17	9.2	9.3	9.4	9.4	9.5	9.6	9.8	9.9
	Ajusté 09	8	7.88	8.42	8.41	-	-	-	9.75
Industriel GE	PS 08-17	66.1	66.5	67.4	67.9	68.4	68.9	69.5	69.8
	Ajusté 09	58.2	61.13	63.05	64.19	-	-	-	69.25
Total	PS 08-17	176.8	178.1	180.4	182.2	183.1	183.9	185.9	186.9
	Ajusté 09	167.2	171	174.6	175.2	-	-	-	184.9

⁹⁶Dans le cas des prévisions de la demande pour le Québec, Hydro-Québec a pris en compte la diminution de la demande résultant du programme d'efficacité énergétique mis de l'avant il y a déjà quelques années. Au Nouveau-Brunswick, la prévision de la demande pour les secteurs résidentiel et institutionnel et commercial repose sur les données historiques de température (degrés-jours), les prévisions de croissance des revenus, la croissance de la population, etc. Dans le cas du secteur industriel, Énergie NB a inclut dans sa prévision des hypothèses telles que la fermeture d'un des plus gros transformateurs de métaux ainsi que l'ouverture d'une seconde mine de potasse dans le nord de la province. Hydro-Québec en fait de même lors de l'établissement de ses prévisions. Par conséquent, en intégrant certains facteurs qui affecteront directement la demande d'électricité dans les différents scénarios, nous serons en mesure d'obtenir des résultats beaucoup plus représentatifs de la réalité.

⁹⁷ Ces données proviennent du Plan d'approvisionnement 2008-2017 préparé par HQ Distribution et soumis à la Régie de l'énergie du Québec le 23 mai 2008 ainsi que du Plan stratégique d'Hydro-Québec pour les années 2009 à 2013.

Tableau 26: Préviction de la demande d'énergie pour le Nouveau-Brunswick par type de consommateur⁹⁸

Préviction des ventes régulières au Nouveau-Brunswick et des besoins en énergie (TWh)									
Secteur	Préviction	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Résidentiel	LF 09-19	5.723	5.759	5.789	5.819	5.872	5.933	5.995	6.066
Commercial	LF 09-19	3	2.98	2.978	2.994	3.026	3.068	3.116	3.157
Industriel	LF 09-19	4.431	4.338	4.588	4.678	4.747	4.819	4.878	4.938
Total	LF 09-19	13.154	13.077	13.355	13.491	13.645	13.82	13.989	14.161

Le tableau 27 indique les prix de l'électricité dans les provinces de l'est du Canada ainsi que dans les États du nord-est des États-Unis. Tel que mentionné précédemment, les prix varient énormément d'une région à l'autre ce qui démontre une grande disparité au sein du même marché géographique lors des périodes de pointe. Ceci est principalement causé par les différents processus de production d'électricité ainsi que par l'intervention de l'État ou des agences de réglementation dans la détermination des prix.

Tableau 27 : Prix de l'électricité dans les provinces de l'est du Canada et dans le nord-est Américain

Prix de l'électricité excluant les taxes par type de consommateur et pour les marchés de l'est de l'Amérique du Nord, 2009 (¢/kWh)						
Secteur	Québec	NB	NE	PEI	NYISO	ISO NE
Résidentiel	6.87	11.66	12.88	17.29	25.32	25.99
Commercial	8.94	12.09	12.65	17.98	26.76	27.59
Industriel PME	8.12	11.32	11.21	16.64	19.20	20.88
Industriel GE	4.66	6.83	7.70	10.75	15.27	18.49

Source : Hydro-Québec: *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, 2009*

⁹⁸ Ces données proviennent du « NBP Load Forecast, 2009-2019 », publié en Janvier 2009.

BIBLIOGRAPHIE

- ARNBERG Soen *et al.*, *Substitution Between Energy, Capital and Labor in Industrial Companies : A MicroPanel Data Analysis*, AKF Institute of Local Government Studies, 2006
- BEIERLEIN *et al.*, *The Demand for Electricity and Natural Gas in the Northeast United States*, Pennsylvania State Institute for Research on Land and Water Resources, 1980
- BALESTRA Pietro et Marc Nerlove, « Pooling Cross Section and Time Series Data in estimation of Dynamic Model : The Demand for Natural Gas », *Econometrica*, vol 34, 1966
- BERNARD, Jean-Thomas *et al.*, « Finite Sample Inference Methods for Dynamic Energy Demand Model », *Journal of Applied Econometrics*, vol.22, 2007
- , *Le marché québécois de l'électricité; à la croisée des chemins*, mémoire présentés à la Commission de l'économie et du travail sur les enjeux énergétiques au Québec GREEN, 2005
- , *Un modèle intégré de la demande totale d'énergie; application à la province de Québec*, Université Laval, GREEN, 2000
- , *Modèle de la demande d'énergie au Québec : secteur commercial*, GREEN, mai 2000
- , *Modèle de la demande d'énergie au Québec : secteur industriel*, GREEN, Mai 2000
- , *Modèle de la demande d'énergie au Québec : secteur résidentiel*, GREEN, mai 2000
- , « La Régressivité de la Tarification de l'Électricité selon le Coût Marginal », *Analyse de Politique*, Vol 21, no 4, décembre 1999
- , *L'Élasticité-prix et revenu des demandes sectorielles d'électricité au Québec : revue et analyse*, GREEN, aout 1995
- , « A Ricardian Theory of Hydroelectric Power Development : Some Canadian Evidence », *Canadian Journal of Economic*, mai 1989

- BUSH, Darren, « Electricity Merger Analysis: Market Screens, Market Definition, and Other Lemmings », University of Huston Law Center, août 2006
- CARLTON, Denis; *Merger in Regulated Industries: Electricity*, FERC Economic Analysis Group, décembre 2007
- CHAMBERS, Robert, *Applied Production Analysis: A Dual Approach*, Cambridge University Press, 1994
- CLARK R. et Andrew Leach, *La Réglementation de l'Énergie au Québec*, Rapport Bourgogne, décembre 2005
- CANADIAN ELECTRIC ASSOCIATION (CEA), *The Integrated North American Electricity Market*, mars 2006
- CIRANO, Études Économiques Desjardins., *Le défi des finance publiques au Québec; le redressement de la situation fiscale du Québec*, 2006
- DUFOUR J-M, « Some Impossibility Theorems in Econometrics, with applications to structural and dynamic models », *Econometrica*, vol.65, 1997
- ENERGY INFORMATION AGENCY (EIA), *Annual Energy Review*, juillet 2006 and juillet 2007
- Énergie NB Power; *The Power of New Brunswick: 2007-08 Annual Report*, 2008
- FERC, US Canada Power System Outage Task Force, *Final Report on the Implementation of the Task Force Recommendation*, Natural Resources Canada & US Department of Energy
- GATELEY Dermot *et al.*, « The Asymmetric Effect of Changes in Price and Income on Energy and Oil Demand », *Energy Modeling Forum*, Stanford University, 2001
- Gouvernement du Nouveau-Brunswick, *Loi sur l'électricité*, 11 avril 2003.
- Gouvernement de la Nouvelle-Écosse, *Electricity Marketplace Governance Committee*, Final Report, 2009
- GILBERT, Richard et David Newbery; *Analytical Screens for Electricity Mergers*, University of California, Berkeley, 2008.

- GRIFFIN James *et al.*, « Price Asymmetry in Energy Demand Models: A Proxy for Energy-Saving Technical Change? », *The Energy Journal*, vol.26 no.2, 2005
- HYDRO-QUÉBEC, *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines*, HQ publications, 2007 et 2008
- , *Charge related to Electricity Service*, HQ publication, avril 2009
- , *État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017*, HQ publications, octobre 2009
- , *Plan Stratégique*, HQ publications, 2007
- , *Rapport sur le Développement Durable*, HQ publications, 2007
- , *Rapport Annuel*, HQ publication, 2008
- , *Transmission Provider Code of Conduct*, HQ publication, 2004
- INDUSTRIE CANADA, *Energy and Marine Branch, Electric Power; A Canadian Specialty*, 2001
- MANDALA G-S. *et al.*, « Estimation of Short-Run and Long-Run Elasticities of Energy Demand From Panel Data Using Shrinkage estimators », *Journal of Business & Economic Statistics*, vol.15 no.1, 1997
- Market Monitoring and Mitigation (MMM), *ISO New England 2008 Annual Markets Reports*, juin 2009
- MERITET, Sophie; *L'émergence de pouvoir de marché dans les marchés électriques: Le cas de États-Unis*, Université Paris IX
- MONMARQUETTE, Facal & Lachapelle, Groupe de Travail sur la Tarification de Services Publiques; *Mieux tarifier pour mieux vivre ensemble*, 21 avril 2008
- NALCOR ENERGY, *2008 Business and Financial Report*, 2009
- NATIONAL ENERGY BOARD, *MOU between the NEB and the NERC*, septembre 2006.
- NBSO – ERNB, *2008-2009 Annual Report*, 2009
- , *Open Access Transmission Tariff Business Practices*, avril 2009

- , *New Brunswick Electricity Market Rules*, 2005
- , *10-Year Assessment of the Adequacy of Generation and Transmission Facilities in New Brunswick, 2009-2019*, avril 2009.
- NERC; *2009 Long-Term Reliability Assessment 2009-2018*, octobre 2009.
- NPCC CO-12 Working Group; *Reliability Assessment for Winter 2009-10*, 2009.
- NSP, *2009 IRP Update Basic Assumptions (Transmission)*, 2009
- PEI, Legislative Counsel Office, *Electricity Power Act*, 2009
- , *Renewable Energy Act*, 2008
- PINEAU, Pierre-Olivier, *The Value of Unused Interregional Transmission: Estimating the Opportunity Cost for Quebec*, HEC Montréal, 2009
- , *Rethinking Electricity Pricing in Canada*, Richer, Greener and Fairer, HEC Montréal, 2009
- , « Canadian Electricity Structure and Impact on Pricing, Trade and Environment », *Geopolitic of Energy*, 2007
- RENOU-MOISSANT Patricia, « Analyse des comportements de substitutions énergétiques dans le secteur industriel des sept grands pays de l'OCDE », *Revue économique*, vol.35 no.5, 2002
- RONAYNE, Marc; *Canadian Competition Law Roles, Responsibilities and Relations in Emerging Electricity Markets*, Bureau de la Concurrence du Canada, septembre 2001.
- SPIWAK, Lawrence; « FERC Merger Analysis under Section 203 Post-Order No. 888: Where do we go From Here », *Phoenix Center Policy*, Paper Number 3, 1998
- STATZU, Vania et Elisabetta Strazzer, « A Panel Data Analysis of Electric Consumption in the Residential Sector », *CRENOS*, 2008
- TAYLOR Lester D, « The Demand for Electricity: A Survey », *Bell Journal of Economics*, 1976

- THOMSON Henry, « The Applied Theory of Energy Substitution in production », *Energy Economic*, 2005
- VON WEIZSÄCKER Christian, « The Cost of Substitution », *Econometrica*, 1984
- ZELLNER A, « An Efficient Method of estimating Seemingly Unrelated Regression and Tests for Aggregation Biases », *Journal of American Statistical Association*, vol.57, 1962